

ก้งห้ณลมแบบไม่ปร้บมูมเฟินท่ให้ร่ายได้ต้อปีสูงสุด



นางสาววิกันดา ศรีเดช

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ปีการศึกษา 2556

**A FIXED PITCH WIND TURBINE FOR A MAXIMUM
ANNUAL REVENUE**

Wikanda Sridech



**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Doctor of Philosophy in Mechanical Engineering**

Suranaree University of Technology

Academic Year 2013

กัณฑ์ลบบแบบไม่ปรับมุมเผนที่ให้รายได้ต่อปีสูงสุด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาคุษฎีบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(อ. ดร.ธีทัต คลวิชัย)

ประธานกรรมการ

(รศ. ดร.ทวิช จิตรสมบุญ)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(รศ. ดร.มงคล มงคลวงศ์โรจน์)

กรรมการ

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

กรรมการ

(ผศ. ดร.จิระพล ศรีเสริฐผล)

กรรมการ

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปิจำนงค์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและนวัตกรรม

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

วิกันดา ศรีเดช : กังหันลมแบบไม่ปรับมุมเพนที่ให้รายได้ต่อปีสูงสุด (A FIXED PITCH WIND TURBINE FOR A MAXIMUM ANNUAL REVENUE) อาจารย์ที่ปรึกษา :
รองศาสตราจารย์ ดร.ทวิช จิตรสมบูรณ์, 170 หน้า.

จุดออกแบบกังหันลมส่วนใหญ่จะเลือกใช้จุดที่ให้กำลังงานลมสูงสุดบนกราฟสถิติความเร็วลมยกกำลังสาม ซึ่งความเร็วลม ณ จุดนี้เรียกว่าความเร็วลมออกแบบ (Design wind velocity) แม้ว่าการออกแบบกังหันลมที่วิเคราะห์สถิติลมตลอดทั้งปีร่วมกับทฤษฎีจะทำให้ได้กังหันลมที่ผลิตงานรายปีที่สูงแล้วก็ตาม แต่เนื่องจากธรรมชาติของลมมีความแปรผันตามฤดูกาล ซึ่งแต่ละฤดูกาลมีลักษณะทางสถิติที่แตกต่างกันออกไป ในการศึกษาจึงได้ออกแบบกังหันลมโดยวิเคราะห์ร่วมกับสถิติลมตามฤดูกาล ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้ คือกังหันลมที่ผลิตงานรายปีได้สูงขึ้นเมื่อเทียบกับกังหันลมที่ผ่านการออกแบบโดยวิเคราะห์เพียงสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี

การออกแบบใบกังหันที่ดีที่สุดในงานวิจัยนี้ จะใช้แผนอากาศ และขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางเดียวกับกังหันลม NREL Phase VI โดยจะทำการออกแบบที่ความเร็วลมหนึ่งจุดเพื่อให้ได้ใบกังหันที่มีประสิทธิภาพสูงสุด หลังจากนั้นจะใช้โปรแกรม SuWiTStat ที่พัฒนาขึ้นภายใต้หลักการของทฤษฎี BEM (Blade Element Momentum Theory) เพื่อค้นหาจุดทำงานที่ทำให้ได้งานรายปีสูงสุด นอกจากนั้นยังได้นำหลักการวิเคราะห์การถดถอย (Regression analysis) มาเป็นเครื่องยืนยันความน่าเชื่อถือของเส้นกราฟสถิติของใบว่าเหมาะสมหรือไม่ในการนำมาใช้เป็นตัวแทนข้อมูลจริง และท้ายที่สุดจะเป็นการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อให้ได้มาซึ่งรายได้ต่อปีสูงสุดและต้นทุนพลังงาน (COE) ที่ต่ำที่สุด

WIKANDA SRIDECH : A FIXED PITCH WIND TURBINE FOR A

MAXIMUM ANNUAL REVENUE. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF.

TAWIT CHITSOMBOON, Ph.D., 170 PP.

WIND TURBINE BLADE DESIGN/ANNUAL POWER YIELD/LOCAL WIND
STATISTIC/COST OF ENERGY

The design of a wind turbine is carried out using the $\sqrt[3]{V^3}$ of the power density curve to determine a design wind speed. Although employing the design wind speed of the annual wind statistic could give a high annual yield but due to the fact that the nature of wind is seasonally varied therefore the design based on seasonal wind statistic could possibly give better results.

The objective is to design a best aerodynamic configurations for the blade (chord, twist and pitch) using the same airfoil as that of NREL Phase VI wind turbine. Such design is initially carried out at a design wind speed point of an annual wind statistic. Wind turbine blades were then optimized for both maximum annual energy production and minimum cost of energy using a method that take into account aerodynamic and structural considerations. The work is carried out by the program “SuWiTStat” which was developed in house based on BEM Theory (Blade Element Momentum). Another side issue is the credibility of the Weibull statistic in representing the real wind measurement. This study uses a regression analysis to determine this issue.

School of Mechanical Engineering

Academic Year 2013

Student's Signature _____

Advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาและความช่วยเหลือทั้งในด้านวิชาการและด้านอื่น ๆ จากบุคคล ดังต่อไปนี้

รองศาสตราจารย์ ดร.ทวิช จิตรสมบูรณ์ ท่านเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ซึ่งเป็นทั้งผู้ประสิทธิ์ประสาทความรู้ทางด้านการวิชาการ อีกทั้งยังให้ข้อคิดและแนวทางในการดำเนินชีวิต หากมิได้คำแนะนำดี ๆ ในการแก้ไขปัญหาจากท่าน เชื่อว่างานวิจัยนี้คงสำเร็จลุล่วงไปไม่ได้ จึงใคร่ขอกราบขอบพระคุณท่านอาจารย์ ซึ่งผู้วิจัยล้วนซาบซึ้งในความปรารถนาดี และจะยึดถือปฏิบัติตามคำสอนของท่านตลอดไป

รองศาสตราจารย์ เรืออากาศเอก ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์ คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ ท่านเป็นทั้งผู้ให้ความรู้ และผู้ให้โอกาสทางด้านการงาน รวมทั้งเป็นผู้ให้กำลังใจและช่วยผลักดันให้งานสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี และอาจารย์ ดร.ธีรทัต คลวิชัย หัวหน้าสาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล อาจารย์เป็นผู้ให้ความช่วยเหลือและให้คำปรึกษาที่ดีมาโดยตลอด จึงใคร่ขอกราบขอบพระคุณท่านอาจารย์ทั้งสองมา ณ ที่นี้

คุณจารุวรรณ ตั้งต้นสกุลวงศ์ ดร.ชโลธร ธรรมแท้ และคุณบุญลือ สวัสดิ์มงคล ขอขอบคุณเป็นอย่างสูงที่ช่วยแนะนำวิธีแก้ไขปัญหาบางประการในงานวิจัยให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี และพร้อมเสมอที่จะให้ความช่วยเหลือในอีกหลาย ๆ เรื่อง

คุณพรสวรรค์ ทองใบ และคุณไสรฤา แฉงการ ทั้งสองท่านนี้เป็นทั้งรุ่นพี่ร่วมสาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล เป็นเพื่อนร่วมงาน และเป็นทีปรึกษาทางด้านการงานรวมทั้งเรื่องส่วนตัว ซึ่งกำลังใจและข้อคิดจากทั้งสองท่าน ผู้วิจัยจะระลึกถึงตลอดไป สำหรับคุณสิริกาญจน์ มงคลอุกฤษฏ์ และคุณศุภรัตน์ วัลกานนท์ ทั้งสองเป็นพี่น้องร่วมสถาบันที่คอยดูแลและให้กำลังใจเสมอมา และที่จะลืมขอบคุณเสียมิได้คือ คุณอาภรณ์พรรณ ศรีอัครวิทยา คุณจริยาภรณ์ ศรีวิไลลักษณ์ และคุณสายฝน สิบพลกรัง เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไปของสาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล ที่ช่วยอำนวยความสะดวกเกี่ยวกับงานทางด้านเอกสารมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อวิฑูรย์ ศรีเดช และ คุณแม่ประภากร ศรีเดช บิดาและมารดาผู้เป็นที่รักยิ่ง จวบจนครูบาอาจารย์ที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาตั้งแต่เล็กจนเติบโต คุณงามความดีทั้งหมดของวิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงขออุทิศแด่ผู้มีพระคุณทุกท่านที่กล่าวมา

วิกันดา ศรีเดช

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย	ก
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ญ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	ด

บทที่

1 บทนำ

1.1 กล่าวนำ.....	1
1.2 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.3 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	3
1.4 ขอบเขตของการวิจัย	3
1.5 ระเบียบวิธีวิจัย	3
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3

2 ปรัชญ่วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 กล่าวนำ.....	4
2.2 สรุปทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	4
2.2.1 ชนิดของกังหันลม	4
2.2.2 ทฤษฎีของ Rankine-Froude.....	5
2.2.3 ทฤษฎีของ Glauert.....	10
2.2.4 ทฤษฎี Blade Element (BET)	11
2.2.5 ทฤษฎี Blade Element Momentum (BEM).....	13
2.2.6 การปรับปรุงทฤษฎี Blade Element Momentum.....	15
2.2.7 ขั้นตอนการหาผลเฉลยของทฤษฎี BEM.....	18

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.2.8	สมการการแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์	19
2.2.9	การแจกแจงความของความเร็วลมตรวจวัด	21
3.2.10	การวิเคราะห์การถดถอย (Regression Analysis).....	22
2.3	ปริทัศน์วรรณกรรม.....	24
3	การวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือของเส้นกราฟสถิติไวบูลล์	32
3.1	กล่าวนำ.....	32
3.2	ข้อมูลลมตรวจวัดที่ใช้ในการออกแบบกังหันลม	32
3.2.1	ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.....	32
3.2.2	ข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	33
3.2.3	ข้อมูลจากกรมอุตุนิยมวิทยา.....	34
3.3	ผลการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือของเส้นกราฟสถิติของไวบูลล์.....	35
3.3.1	ข้อมูลลมจากสถานีตรวจวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย.....	34
3.3.2	ข้อมูลลมจากสถานีตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน	43
3.3.3	ข้อมูลลมจากสถานีตรวจวัดลมของกรมอุตุนิยมวิทยา	50
3.4	การวิเคราะห์สถิติลมตามฤดูกาล	58
4	ขั้นตอนดำเนินการวิจัย	74
4.1	กล่าวนำ.....	74
4.2	การสร้างแบบจำลองอากาศพลศาสตร์	74
4.3	การประเมินต้นทุนพลังงาน	75
4.4	ขั้นตอนการหาผลเฉลี่ยของโปรแกรม.....	77
4.5	กังหันลม NREL Phase VI	80
4.5.1	ลักษณะของกังหันลม NREL Phase VI	80
4.5.2	คุณสมบัติทางอากาศพลศาสตร์ของแพนอากาศ S809.....	82
4.6	การทดสอบโปรแกรมกับผลการทดลองของ NREL Phase VI	83

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5	ผลลัพธ์และการอภิปรายผล	85
5.1	กล่าวนำ.....	85
5.2	การออกแบบใบกึ่งหันในเชิงอากาศพลศาสตร์ที่เหมาะสมกับสถิติลม	85
5.2.1	ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล.....	86
5.2.2	ออกแบบด้วยสถิติลมตลอดทั้งปี.....	97
5.3	การคำนวณหาความหนาขอบที่เหมาะสมด้วยทฤษฎีกลศาสตร์	99
5.4	การวิเคราะห์ใบกึ่งหันด้วยหลักการทางเศรษฐศาสตร์	100
6	สรุปและข้อเสนอแนะ.....	103
6.1	กล่าวนำ.....	103
6.2	สรุป.....	103
6.3	ข้อเสนอแนะ	103
	รายการอ้างอิง	106
	ภาคผนวก	
	ภาคผนวก ก. ใบกึ่งหันลมที่ถูกออกแบบตามฤดูกาล	110
	ภาคผนวก ข. ความหนาขอบที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกึ่งหัน.....	139
	ภาคผนวก ค. บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่	155
	ประวัติผู้เขียน	169

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลม ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	32
3.2 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลม ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.....	33
3.3 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลม ของกรมอุตุนิยมวิทยา	34
3.4 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลม ณ สถานีวัดลมของการไฟฟ้า ฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.....	35
3.5 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลม ณ จุดตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน	43
3.6 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลม ณ จุดตรวจวัดลมของกรมอุตุนิยมวิทยา.....	51
3.7 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา	58
3.8 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.อ่าวไร่ จ.ชลบุรี.....	59
3.9 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.แม่เมะ จ.ลำปาง.....	60
3.10 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.เมือง จ.มุกดาหาร	61
3.11 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช	62
3.12 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.หน้าสะตอ จ.นครศรีธรรมราช.....	63
3.13 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์.....	64
3.14 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี ท่าจันทร์ไชย จ.ภูเก็ต	65
3.15 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์.....	66
3.16 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร	67
3.17 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.จะนะ จ.สงขลา.....	68

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
3.18 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.ม่วงงาม จ.สงขลา.....	69
3.19 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี ต.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี	70
3.20 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี	71
3.21 เปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยระหว่างสถิติลมตลอดทั้งปี และสถิติลมตามฤดูกาล ณ สถานีวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	73
4.1 ความยาวคอร์ค มุมบิดและความหนาของหน้าตัดตามแนวรัศมีใบกังหัน NREL Phase VI	81
5.1 งานรายปี ของกังหันลมต้นแบบ และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล	87
5.2 มุมเฟินที่เหมาะสมกับสถิติลมตามฤดูกาลในแต่ละกรณี.....	88
5.3 งานรายปี ของกังหันลมต้นแบบ และกังหันลมที่ดีที่สุดที่ออกแบบ ด้วยสถิติลมตลอดปี.....	98
5.4 ค่าความเค้นสูงสุด มวลใบกังหัน ราคาใบกังหัน และราคากังหัน.....	99
5.5 ต้นทุนพลังงาน ของกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดู	100
5.6 รายได้ต่อปี และกำไรต่อปี ที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถสร้างได้ในแต่ละกรณี	102
ข.1 ความหนาขอบของใบกังหันในกรณี เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา	140
ข.2 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี	142
ข.3 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง	143
ข.4 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.เมือง จ.มุกดาหาร.....	144
ข.5 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช	145
ข.6 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.หน้าสะตน จ.นครศรีธรรมราช	146
ข.7 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์.....	147
ข.8 หนาขอบของใบกังหันในกรณี ท่าฉัตรไชย จ.ภูเก็ต	148
ข.9 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์	149
ข.10 หนาขอบของใบกังหันในกรณี เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร	150
ข.11 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.จะนะ จ.สงขลา.....	151
ข.12 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.ม่วงงาม จ.สงขลา	152

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ข.13 หนาวอบของใบกั้งหันในกรณี อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี.....	153
ข.14 หนาวอบของใบกั้งหันในกรณี เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี.....	154



สารบัญรูป

รูปที่

หน้า

2.1	แบบจำลองการไหลผ่าน Actuator disk	5
2.2	ความสัมพันธ์ระหว่าง C_p , C_T และ a	9
2.3	สนามความเร็วและแรงที่กระทำบนหน้าตัดแผนอากาศ.....	11
2.4	โครงสร้างของชั้นย่อย และสนามความเร็ว.....	13
2.5	วงแหวนที่เกิดจากชั้นย่อยที่ r ใด ๆ	14
2.6	ค่า a เมื่อพิจารณา $F = 1$ จากแบบจำลองของ Glauert	17
2.7	ค่า a เมื่อพิจารณา $F < 1$ จากแบบจำลองของ Glauert	17
2.8	2.8 การแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์ และความถี่สะสมของไวบูลล์ เมื่อ $C = 2$ และ $k = 2$	20
2.9	ตัวอย่างแผนภูมิแท่งการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด	21
3.1	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา	36
3.2	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.อ่าวไร่ จ.ชลบุรี	36
3.3	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.แม่เมะ จ.ลำปาง	37
3.4	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.เมือง จ.มุกดาหาร.....	37
3.5	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.กะทูน จ.นครราชสีมา	38
3.6	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.หน้าสะตอ จ.นครศรีธรรมราช.....	38
3.7	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์.....	39

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

3.8 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ท่าอากาศยาน จ.ภูเก็ต.....	39
3.9 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์.....	40
3.10 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร	40
3.11 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.จะนะ จ.สงขลา	41
3.12 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.ม่วงงาม จ.สงขลา.....	41
3.13 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี	43
3.14 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี.....	43
3.15 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก	44
3.16 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.แก่งค้อ จ.ชัยภูมิ.....	44
3.17 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านคลองหว้า จ.สระแก้ว	45
3.18 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านปากคลอง จ.ชุมพร	45
3.19 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านปากบางสะกอม จ.สงขลา	46
3.20 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.บึงกาฬ จ.หนองคาย	46

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

3.21 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เชียงแสน จ.เชียงราย.....	47
3.22 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.คอนเจดีย์ จ.สุพรรณบุรี.....	47
3.23 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน.....	48
3.24 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม แม่แตง จ.เชียงใหม่.....	48
3.25 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านหนองหัว จ.ร้อยเอ็ด.....	49
3.26 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านโนนสำราญ จ.อุดรธานี	49
3.27 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านนาโพธิ์กลาง จ.อุบลราชธานี	51
3.28 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ในเมือง จ.ชัยภูมิ.....	52
3.29 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.วัดใหม่ จ.จันทบุรี	52
3.30 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.มอนปน จ.เชียงใหม่.....	53
3.31 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.บานสวน จ.ชลบุรี	53
3.32 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ในเมือง จ.นครราชสีมา.....	54
3.33 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ปากพูน จ.นครศรีธรรมราช.....	54

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

3.34 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ตะพง จ.ระยอง.....	55
3.35 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.น้ำรีม จ.ตาก.....	55
3.36 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.คลองใหญ่ จ.ตราด.....	56
3.37 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.โคกหล่อ จ.ตรัง.....	56
3.38 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.คลองขุด จ.สตูล.....	57
3.39 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ทาชาง จ.อุบลราชธานี.....	57
3.40 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	59
3.41 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.อ่าวไร่ จ.ชลบุรี (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	60
3.42 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.แม่เมะ จ.ลำปาง (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	61
3.43 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.เมือง จ.มุกดาหาร (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	62
3.44 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	63
3.45 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.หน้าสะตอ จ.นครศรีธรรมราช (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	64
3.46 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์ (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว.....	65

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

3.47 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี ทำนตไร่ไชย จ.ภูเก็ต (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว	66
3.48 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์ (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว.....	67
3.49 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว	68
3.50 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.จะนะ จ.สงขลา (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว	69
3.51 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.ม่วงงาม จ.สงขลา (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว.....	70
3.52 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี ด.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว	71
3.53 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี (ก) ถุดูร้อน (ข) ถุดูฝน (ค) ถุดูหนาว.....	72
4.1 โมเดลของหน้าตัดใบกังหัน.....	77
4.2 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณเพื่อให้ได้ใบกังหันที่ดีที่สุด.....	79
4.3 มิติ และรูปร่างของใบกังหันลม NREL Phase VI	80
4.4 กราฟสมรรถนะของกังหันลม NREL Phase VI	82
4.5 หน้าตัดแผนอากาศ S809.....	82
4.6 การเปรียบเทียบผลการคำนวณและผลการทดลองของกังหันลม NREL Phase VI.....	84
4.7 ผลการคำนวณจากโปรแกรม SuWiTStat ครั้งล่าสุดเปรียบเทียบ ผลการคำนวณและผลการทดลองของกังหันลม NREL Phase VI	84
5.1 (ก) ความยาวคอर्डที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอर्डของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	90
5.2 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อ กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	90

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

5.3	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	91
5.4	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	91
5.5	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	93
5.6	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อ กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	93
5.7	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อ กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	94
5.8	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	94
5.9	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	95
5.10	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อ กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	96
5.11	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อ กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	96
5.12	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	97
5.13	เปรียบเทียบค่า COE ระหว่างของกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดู.....	101
6.1	การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี เมื่อวิเคราะห์ที่ความเร็วลม 3 m/s ขึ้นไป.....	104
ก.1	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)	112
ก.2	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	112
ก.3	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	113

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

ก.4	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	113
ก.5	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	114
ก.6	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	115
ก.7	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	115
ก.8	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	116
ก.9	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	117
ก.10	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	117
ก.11	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	118
ก.12	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	118
ก.13	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	119
ก.14	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	120
ก.15	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	120
ก.16	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	121
ก.17	(ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	122
ก.18	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	122

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

ก.19	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	123
ก.20	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเฟินปลายใบเปลี่ยนไป	123
ก.21 (ก)	ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	124
ก.22	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	125
ก.23	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	125
ก.24	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเฟินปลายใบเปลี่ยนไป	126
ก.25 (ก)	ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	127
ก.26	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	127
ก.27	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	128
ก.28	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเฟินปลายใบเปลี่ยนไป	128
ก.29 (ก)	ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	129
ก.30	สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	130
ก.31	เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ	
	ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	130
ก.32	งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเฟินปลายใบเปลี่ยนไป	131
ก.33 (ก)	ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ	
	(ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	132

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

ก.34 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	132
ก.35 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	133
ก.36 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	133
ก.37 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI).....	134
ก.38 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	135
ก.39 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	135
ก.40 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	136
ก.41 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ	137
ก.42 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	137
ก.43 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบ ต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)	138
ก.44 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป	138

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

α	=	มุมปะทะ
α_s	=	มุมปะทะในช่วงเกิดการป้อ
β	=	มุมเฟิน
η_D	=	ประสิทธิภาพของ Actuator disk
ϕ	=	มุมลมเข้า
Γ	=	Gamma function
Ω	=	ความเร็วเชิงมุม
ρ	=	ความหนาแน่นของอากาศ
σ'	=	ความแน่นจำเพาะที่รัศมีใด ๆ
σ_v	=	ความแปรผันของความเร็วลม
a	=	ค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกน
a'	=	ค่าการเหนี่ยวนำเชิงมุม
f_H	=	ความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
n	=	จำนวนทั้งหมดของข้อมูลลมเฉลี่ยรายชั่วโมง
p_i	=	ความน่าจะเป็นซึ่งได้จากการตรวจวัด
\hat{p}_i	=	ความน่าจะเป็นที่คำนวณได้จากสมการการแจกแจงแบบไวบูลล์
\bar{p}	=	ค่าเฉลี่ยของความน่าจะเป็นจากการตรวจวัดทั้งหมด
A_d	=	พื้นที่ของแผ่นดิสก์
A_{I_k}	=	ค่าดัชนีในช่วงความเร็วลม I_k
AEP	=	งานรายปี
ATC	=	ต้นทุนต่อปี
ATR	=	รายได้ต่อปี
B	=	จำนวนใบกังหัน
COE	=	ต้นทุนพลังงาน
C_p	=	สัมประสิทธิ์กำลัง
C_T	=	สัมประสิทธิ์แรงตึงจาก
c	=	ความยาวเส้นคอร์ดที่รัศมีใด ๆ

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

C	=	พารามิเตอร์ระดับ
C_D	=	สัมประสิทธิ์แรงต้าน
$C_{D,max}$	=	สัมประสิทธิ์แรงต้านสูงสุด
C_L	=	สัมประสิทธิ์แรงยก
C_{Ls}	=	สัมประสิทธิ์แรงยกในช่วงเกิดการป้อ
D	=	แรงต้าน
dD	=	อนุพันธ์ของแรงต้าน
dF	=	อนุพันธ์ของแรงในแนวสัมผัส
dL	=	อนุพันธ์ของแรงยก
dP	=	อนุพันธ์ของงานในย่านวงแหวนที่รัศมีใด ๆ
dQ	=	อนุพันธ์ของแรงบิด
dT	=	อนุพันธ์ของแรงตึงฉาก
I_k	=	ช่วงความเร็วลมใด ๆ
P_{annual}	=	งานรายปี
PF	=	Price factor
P_t	=	งานที่ผลิตได้จากกังหันลม
R^2	=	สัมประสิทธิ์การตัดสินใจ
W	=	ความกว้างของช่วงความเร็วลม

บทที่ 1

บทนำ

1.1 กล่าวนำ

การลงทุนกับพลังงานลมค่อนข้างใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูง เนื่องจากส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าจากต่างประเทศ ดังนั้นเพื่อเป็นการประหยัดต้นทุน การออกแบบกังหันลมใช้เองในประเทศจึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ ซึ่งขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการใช้งาน หากใช้ในการสูบน้ำอาจเป็นกังหันลมแบบที่สร้างเองได้ โดยที่กลไกไม่มีความซับซ้อน และไม่จำเป็นต้องกังวลในเรื่องประสิทธิภาพมากนัก แต่หากเป็นกังหันลมเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าย่อมต้องการกังหันลมที่มีประสิทธิภาพค่อนข้างสูง อีกทั้งต้องผลิตงานได้สูงที่สุดเท่าที่จะทำได้ หรืออาจจำเป็นต้องมีกลไกเพื่อป้องกันการเสียหายภายใต้สภาวะลมแรงเกินจุดออกแบบ ซึ่งกังหันลมที่เหมาะสมกับการผลิตกระแสไฟฟ้านั้น แบ่งออกเป็นสองประเภท คือ 1) กังหันลมแบบไม่ปรับมุมเฟิน (Fixed pitch wind turbine) 2) กังหันลมแบบปรับมุมเฟินได้ (Pitchable wind turbine) โดยที่กังหันลมชนิดที่สองจะมีความทำงานสองลักษณะ คือ แบบควบคุมมุมเฟิน (Pitch control) และแบบควบคุมการวูบ (Stall control)

การออกแบบกังหันลมให้เหมาะสมกับสถิติลมในพื้นที่ นอกจากจะสามารถป้องกันการเสียหายอันเกิดจากสภาวะลมแรงได้แล้ว ยังทำให้กังหันลมผลิตงานได้สูงสุด ดังนั้นแนวทางในงานวิจัยนี้จึงเป็นไปในด้านการออกแบบกังหันลมที่เหมาะสม เพื่อให้ได้รายได้ต่อปีสูงสุด ด้วยโปรแกรมที่ชื่อว่า SuWiTStat ซึ่งเป็น โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจากพื้นฐานทฤษฎี Blade element momentum (BEM) จากนั้นวิเคราะห์ด้วยหลักการทางด้านเศรษฐศาสตร์ของกังหันลม (Economic of wind turbine) ให้ได้มาซึ่งต้นทุนพลังงาน (Cost of energy : COE) ที่ต่ำที่สุด และกำไรต่อปีสูงสุดที่กังหันลมสามารถสร้างได้

1.2 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การออกแบบกังหันลมนั้นส่วนใหญ่แล้วจะใช้จุดสูงสุดบนกราฟสถิติที่ให้กำลังงานลม (กราฟสถิติความเร็วลมยกกำลังสาม) เป็นจุดที่ใช้ในการออกแบบ ซึ่งความเร็วลม ณ จุดนี้เรียกว่าความเร็วลมออกแบบ (Design wind velocity) ซึ่งเมื่อได้เลือกรูปทรงหน้าตัดของปีกกังหันแล้ว ณ จุดนี้ก็จะนำสู่การกำหนดค่าปัจจัยต่าง ๆ สำหรับการออกแบบ เช่น มุมเฟิน (Pitch angle)

รอบการหมุนมุมบิดของใบกังหัน (Twist) และ ความสอบ (Taper) ของใบกังหัน โดยใช้ทฤษฎี Blade Element Momentum (BEM) เพื่อให้ได้กำลังงานสูงสุด ณ จุดนี้

แต่ผู้เสนอโครงการวิจัยได้ตระหนักว่า การได้กำลังงานสูงสุด ณ จุดนี้ไม่ได้หมายความว่า จะได้ “งานรายปี” สูงสุดเสมอไป โดยเฉพาะถ้าสถิติลมที่นำไปใช้งานจริงเป็นสถิติที่มีความเบ้ ซึ่งอาจเป็นไปได้ว่าจะทำให้ได้งานรายปีต่ำกว่าที่ควรได้ไป 2% ที่เดียว ซึ่งมองในแง่วิศวกรรมอาจเป็นค่าที่ไม่มากนัก แต่หากมองในแง่การลงทุนหมายถึงกำไรต่อปีหายไป 2% ซึ่งถือเป็นเรื่องใหญ่มากสำหรับนักลงทุน โดยเฉพาะถ้าส่วนต่างกำไร (Margin of profit) มีค่าน้อยมากอยู่แล้ว เช่น ถ้าทำกำไรอยู่เพียง 5% ของเงินลงทุน การได้มาเพิ่มอีก 2% ถือเป็นการเพิ่มกำไรถึง 40% ซึ่งอาจนำไปสู่การตัดสินใจของนักลงทุนว่าจะถอนการลงทุนหรือจะยังคงลงทุนต่อไป

ประเด็นนี้ควรถือเป็นประเด็นสำคัญสำหรับการประยุกต์ใช้กังหันลมในประเทศไทย เพราะถ้าหากซื้อกังหันสำเร็จรูปมาจากต่างประเทศ หมายความว่าอาจใช้ได้ไม่เต็มในประเทศไทย เนื่องจากลมในประเทศไทยมีค่าเฉลี่ย และ รูปแบบของสถิติลม แตกต่างไปจากต่างประเทศ เช่น ประเทศไทยมีลมประจำท้องถิ่นซึ่งขึ้นกับลักษณะของพื้นที่ต่าง ๆ ทั่วประเทศ ประกอบกับประเทศไทยมีลมมรสุมที่กลับเปลี่ยนทิศปีละสองครั้ง ซึ่งเป็นปัจจัยที่ก่อให้เกิดฤดูกาล ดังนั้นการออกแบบใบกังหันลมเพื่อให้ได้งานรายปีสูงสุดนอกจากจะคำนึงถึงความเหมาะสมระหว่างมุมเฟินกับสถิติลมแล้ว ยังต้องคำนึงถึงความแปรผันของทิศทางลมซึ่งเป็นผลสืบเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของฤดูกาลอีกด้วย ในงานวิจัยนี้จึงได้ศึกษาผลกระทบเนื่องจากความแปรผันของลมตามฤดูกาลที่มีต่องานรายปีของกังหันลม โดยจะทำการแยกวิเคราะห์สถิติลมออกเป็น 3 ช่วง คือ ช่วงแรก เดือนมีนาคม – เดือนเมษายน เป็นช่วงฤดูร้อน ช่วงที่สอง เดือนพฤษภาคม – เดือนตุลาคม เป็นช่วงฤดูฝน และช่วงที่สาม เดือนพฤศจิกายน – เดือนกุมภาพันธ์ เป็นช่วงฤดูหนาว ซึ่งน่าจะเชื่อได้ว่างานรายปีเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับการออกแบบโดยพิจารณาสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี เนื่องจากการใช้สถิติลมเดียวเป็นการประมาณค่าความหนาแน่นความเร็วลมตลอดทั้งปีที่ค่อนข้างหยาบ บางช่วงที่ลมแรงหรือบางช่วงที่ลมสงบ อาจไม่ถูกนำมาวิเคราะห์ในการคำนวณงานรายปี ดังนั้นผลลัพธ์ที่ได้ย่อมผิดพลาดได้มากพอสมควร

ในงานวิจัยนี้ได้อ้างอิงราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม ที่ราคาคงที่หน่วยละ 2.5 บาท และเงินเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) เท่ากับ 3.5 บาท รวมทั้งสิ้น 6.1 บาท (การไฟฟ้านครหลวง, 2557) ดังนั้นยังกังหันลมสามารถผลิตงานรายปีได้สูงเท่าใดก็จะทำให้รายได้ต่อปีสูงขึ้นตามไปด้วย

1.3 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.3.1 คำนวณหาลักษณะที่ดีที่สุดของใบกังหันที่ทำให้ได้รายได้ต่อปีสูงสุด เมื่อวิเคราะห์ร่วมกับปัจจัยสถิติลม

1.3.2 จัดทำข้อมูลให้อยู่ในรูปรายได้ต่อปีที่แปรผันตามพื้นที่

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ใช้ทฤษฎี BEM ในการวิเคราะห์ควบคู่กับสถิติลมจริง เพื่อออกแบบกังหันลมที่ก่อให้เกิดงานรายปีสูงสุด

1.4.2 ใช้กังหันลมของ National Renewable Energy Laboratory รุ่น NREL Phase VI เป็นตัววัดเทียบ ซึ่งกังหันลม NREL Phase VI มีลักษณะดังต่อไปนี้

- เป็นกังหันลมแบบไม่ปรับมุมเฟิน (Fixed pitch wind turbine)
- ความเร็วรอบคงที่

1.5 ระเบียบวิธีวิจัย

1.5.1 พัฒนาและปรับปรุงโปรแกรม SuWiTStat ให้มีความแม่นยำมากขึ้น

1.5.2 วิเคราะห์สถิติลมในลักษณะต่าง ๆ เช่น ระหว่างฤดูกาล และตลอดทั้งปี เพื่อนำไปสู่การศึกษาในหัวข้อดังต่อไปนี้คือ

- 1) ศึกษาศักยภาพของพลังงานลมในระบบสถิติต่าง ๆ และทำการเปรียบเทียบกัน
- 2) คำนวณหางานรายปี และรายได้รายปีที่แปรผันไปตามรูปแบบสถิติที่เปลี่ยนไป

1.5.3 แสดงผลลัพธ์ให้อยู่ในรูปของแผนภูมิ เพื่อให้เป็นข้อมูลในการเลือกพื้นที่ติดตั้งกังหันลม

1.5.4 วิเคราะห์ สรุปผล และเขียนวิทยานิพนธ์

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.6.1 ได้กังหันลมที่ให้รายได้ต่อปีสูงสุด

1.6.2 ได้เทคโนโลยีกังหันลมของคนไทย เกิดความพอเพียง ลดการพึ่งพาต่างประเทศ

1.6.3 สามารถบุกเบิกพัฒนาเป็นอุตสาหกรรมและนำสู่การส่งออกไปแข่งขันได้กับต่างประเทศ

บทที่ 2

ปรีทัศน์วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 กล่าวนำ

แนวทางเพื่อที่จะนำพลังงานลมมาใช้ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดของงานวิจัยนี้เน้นไปในการออกแบบใบกังหันให้มีความเหมาะสมกับสถิติลมเฉพาะในพื้นที่ที่จะติดตั้งกังหันลม ในประเด็นของการค้นหามุมเฟินของใบกังหัน (Pitch angle) ที่ดีที่สุด เพื่อที่จะสกัดพลังงานจากลมให้ได้สูงที่สุดภายในเวลาหนึ่งปี

ในบทนี้จะอธิบายถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับกังหันลม รวมทั้งอธิบายถึงแนวทางในการนำทฤษฎีดังกล่าวมาใช้ในประเด็นที่ทำการวิจัย

2.2 สรุปทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.2.1 ชนิดของกังหันลม : กังหันลมแบ่งออกเป็นชนิดต่าง ๆ ได้ดังนี้ (Spera, 1994)

1) แบ่งตามแรงที่กระทำกับใบพัดกังหัน

- ชนิดแรงยก (Lift type) : เป็นกังหันลมที่หมุนได้โดยอาศัยแรงยก
- ชนิดแรงต้าน (Drag type) : เป็นกังหันลมที่หมุนได้โดยอาศัยแรงต้าน

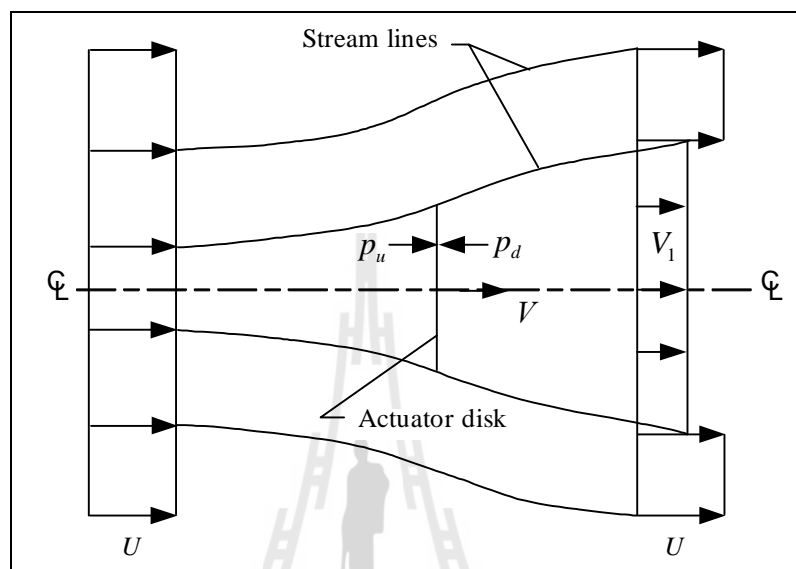
2) แบ่งตามแนวแกนการหมุน

- กังหันลมแกนตั้ง (Vertical-axis wind turbine : VAWT) : เป็นกังหันลมที่มีแกนการหมุนอยู่ในแนวตั้ง หรือแกนการหมุนตั้งฉากกับกระแสลม
- กังหันลมแกนนอน (Horizontal-axis wind turbine : HAWT) : เป็นกังหันลมที่มีแกนการหมุนอยู่ในแนวนอน หรือแกนการหมุนขนานไปกับกระแสลม ซึ่งกังหันลมแกนนอนยังสามารถแบ่งออกได้อีกสองชนิด คือ แบบไม่ปรับมุมเฟิน (Fixed pitch หรือ Stall regulated) และแบบปรับมุมเฟินได้ (Pitchable)

กังหันลม คือ เครื่องจักรมีหน้าที่สกัดพลังงานจลน์จากลม โดยการถ่ายโอนพลังงานจลน์ดังกล่าวผ่านเพลาคูที่เชื่อมต่อกับโรเตอร์ของกังหันลมออกมาในรูปของพลังงานกล และพลังงานกลจะถูกส่งผ่านไปยังแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไป เนื้อหาส่วนนี้จะอธิบายถึงทฤษฎีทางอากาศพลศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์กังหันลม รวมทั้งแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ในการปรับแก้การสูญเสียต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นเมื่อ

การไหลของอากาศผ่านกังหันลมเป็นการไหลแบบสามมิติ เช่น ค่าปรับแก้การสูญเสียที่ปลายโคนใบกังหัน, แบบจำลองหลังการรูด (Post stall model) เป็นต้น

2.2.2 ทฤษฎีของ Rankine-Froude



รูปที่ 2.1 แบบจำลองการไหลผ่าน Actuator disk (Spera, 1994)

แบบจำลองทางอากาศพลศาสตร์ในรูปแบบที่ง่ายที่สุดสำหรับกังหันลม คือแบบจำลอง Actuator disk ดังรูปที่ 2.1 ซึ่งนิยามให้โรเตอร์ของกังหันลมเป็นเสมือนแผ่นดิสก์ที่มีความพรุน กระแสลมที่ไหลผ่าน Actuator disk จะถูกต้าน และเกิดการล้นออกด้านข้าง จึงเป็นเหตุให้เส้นกระแสการไหลถูกเหนี่ยวให้มีลักษณะดังรูป 2.1 ทฤษฎีนี้ถูกพัฒนาขึ้นครั้งแรกโดย Rankine ในปี ค.ศ. 1895 เพื่อที่จะอธิบายลักษณะความเร็วต้นกระแส (Up stream) และ ท้ายกระแส (Down stream) ของโรเตอร์

จากทฤษฎีโมเมนตัม จะกำหนดการไหลของกระแสลมที่ไหลผ่านกังหันลมเป็นแบบเอกรูป (Uniform) โดยให้ความเร็วลมที่กระแสนอิสระ (Free-stream) มีค่าเป็น V_0 ความเร็วลมจะลดลงเมื่อไหลผ่านใบกังหัน เมื่อวิเคราะห์ปัญหาการไหลด้วยสมการอนุพันธ์มวล สมการอนุพันธ์โมเมนตัม และ สมการอนุพันธ์พลังงาน ภายใต้สมมติฐานให้มีเฉพาะการไหลในแนวแกน (อยู่ในแนวตั้งฉากกับโรเตอร์ของกังหันลม) และไม่มีการเคลื่อนที่แบบหมุนวน (Rotational motion)

สมการของแรงดั่งฉาก (Thrust force) สามารถหาได้จาก 2 หลักการ คือ (Spera, 1994; Manwell, McGowan and Rogers, 2002)

1) ทฤษฎีโมเมนตัม

$$F_T = \dot{M}_D (V_0 - V_1) = \rho A_D V (V_0 - V_1) \quad (2.1)$$

- เมื่อ F_T คือ แรงตึงจากที่กระทำบนแผ่นดิสก์ [N]
 \dot{M}_D คือ อัตราการไหลของมวลผ่านแผ่นดิสก์ [kg/s]
 V_d คือ ความเร็วลมที่แผ่นดิสก์ [m/s]
 V_1 คือ ความเร็วลม ณ ตำแหน่งที่เกิดคลื่นท้าย (wake) [m/s]
 A_D คือ พื้นที่ของแผ่นดิสก์ [m²]
 ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ [kg/v³]

2) ความดันระหว่าง Actuator disk

เมื่อพิจารณาแรงที่กระทำในแนวตั้งฉากกับ Actuator disk จะได้

$$F_T = A_D (P_u - P_d) \quad (2.2)$$

- เมื่อ P_u และ P_d คือ ความดันที่ต้นกระแส และ ท้ายกระแสของ Actuator disk [N/m²]

จากรูปที่ 2.1 แสดงลักษณะของ Stream tube ของกระแสที่ไหลผ่าน Actuator disk แบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ ต้นกระแส และ ท้ายกระแส เมื่อนำสมการของเบอร์นูลลี (Bernoulli's equation) มาใช้หาค่าความดันที่กระทำกับแผ่นดิสก์ทั้งสองด้าน ส่วนแรกวิเคราะห์ความดันที่ต้นกระแส เริ่มพิจารณาตั้งแต่กระแสนอิสระ (Free-stream) จนถึงด้านหน้า (ต้นลม) ของแผ่นดิสก์ ในส่วนที่ 2 วิเคราะห์ความดันท้ายกระแส เริ่มพิจารณาตั้งแต่ด้านหลัง (ท้ายลม) ของแผ่นดิสก์จนถึงบริเวณคลื่นท้ายอย่างไกล (Far-wake) (Vermeer et.al, 2003)

คลื่นท้าย คือ บริเวณในส่วนท้ายกระแส สามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ คลื่นท้ายอย่างใกล้ (Near-wake) และ คลื่นท้ายอย่างไกล ซึ่งคลื่นท้ายอย่างใกล้ คือ บริเวณตั้งแต่ด้านหลังของ Actuator disk ห่างออกไปเป็นระยะเท่ากับเส้นผ่านศูนย์กลางของส่วนหมุน ซึ่งบริเวณนี้จะได้รับผลกระทบเนื่องจากการหมุนของส่วนหมุนเป็นอย่างมาก และ คลื่นท้ายอย่างไกล คือ ส่วนที่อยู่ถัดจากคลื่นท้ายอย่างใกล้ไปทางท้ายกระแส

ส่วนที่ 1 : ด้านกระแสถึงด้านต้นลมของ Actuator disk

$$P_{\infty} + 0.5\rho U^2 = P_u + 0.5\rho V^2 \quad (2.3)$$

ส่วนที่ 2 : ด้านท้ายลมของ Actuator disk ถึงคลื่นท้ายอย่างไกล

$$P_{\infty} + 0.5\rho V_1^2 = P_d + 0.5\rho V^2 \quad (2.4)$$

นำสมการ (2.3) – (2.4) ได้สมการ

$$P_u - P_d = 0.5\rho(U^2 - V_1^2) \quad (2.5)$$

จากนั้นแทนค่าสมการ (2.5) ลงในสมการ (2.2) ได้

$$F = 0.5\rho A_D(U^2 - V_1^2) \quad (2.6)$$

เมื่อนำสมการ (2.1) รวมกับสมการ (2.6) ได้

$$V = 0.5(U + V_1) \quad (2.7)$$

จากสมการ (2.7) พบว่าความเร็วที่ Actuator disk คือ ค่าเฉลี่ยระหว่างความเร็วที่กระแสน้ำและ ความเร็วที่คลื่นท้ายอย่างไกล ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วที่กระแสน้ำและ ความเร็วที่ Actuator disk สามารถเขียนได้ในรูป

$$U - V = aU \quad (2.8)$$

โดยที่ a คือ ค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกน (Axial induction factor)

เมื่อแทนค่าสมการ (2.7) ลงในสมการ (2.8) จะได้

$$U - 0.5(U + V_1) = aU \quad (2.9)$$

$$0.5(U - V_1) = aU \quad (2.10)$$

$$U - V_1 = 2(U - V) = 2aU \quad (2.11)$$

หรือ $V_1 = U(1 - 2a) \quad (2.12)$

จากกฎข้อที่ 1 ของเทอร์โมไดนามิกส์ กำหนดให้เป็นการไหลแบบอุณหภูมิคงที่ และความดันที่เคลื่อนที่เท่ากับความดันบรรยากาศ ดังนั้นจะสามารถหางานได้จาก

$$P = 0.5\rho A_D (V_0^2 - V_1^2) V_D = 0.5\rho A_D V_D (V_0 + V_1)(V_0 - V_1) \quad (2.13)$$

ดังนั้นค่าสัมประสิทธิ์กำลัง (C_p) จากทฤษฎี Rankine-Froude มีค่าเท่ากับ

$$C_p = \frac{P}{0.5\rho V_0^3 A} = 4a(1-a)^2 \quad (2.14)$$

ซึ่ง C_p จะมีค่าสูงสุดเมื่อ $a = 1/3$ ดังนั้น

$$C_{p,max} = 4 \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (2.15)$$

ค่าคงที่นี้เรียกว่า Betz limit เป็นเสมือนค่าประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันลม แต่ยังไม่ใช่ค่าประสิทธิภาพที่สูงที่สุดอย่างแท้จริง เพราะเมื่อพิจารณาสมการที่ (2.14) ค่า C_p คือ อัตราส่วนระหว่างกำลังที่กังหันลมสามารถสกัดได้จากลม เทียบต่อ กำลังของลมทั้งหมด

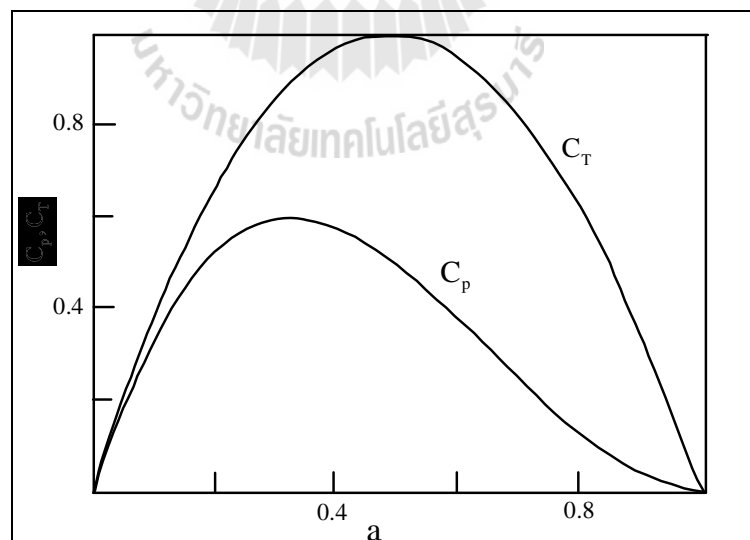
ซึ่งพิจารณาในกรณีที่ไม่มีวัตถุขวางการไหล ดังนั้นที่ Actuator disk จึงมีอัตราการไหลเป็น $\rho U A_D$ แต่ในความเป็นจริงอัตราการไหลที่ Actuator disk ควรมีค่าเท่ากับ $\rho V A_D$ จึงเป็นที่มาของการนิยามประสิทธิภาพของ Actuator disk ดังนี้

$$\eta_D = \frac{F_T \cdot V}{0.5 \rho U^2 V A_D} = 4a(1-a) \quad (2.16)$$

จากสมการ (2.16) หากพิจารณาในแง่ของแรงจะได้ สัมประสิทธิ์แรงตั้งฉาก (Trust coefficient) ดังนี้

$$C_T = \frac{F_T}{0.5 \rho U^2 A_D} = 4a(1-a) \quad (2.17)$$

เมื่อค่า a มากกว่า 0.5 หรือน้อยกว่า 0.5 จะทำให้ค่า C_T ลดลงเนื่องจากเกิดความเร็วคลื่นท้าย (V_1) ขึ้น ซึ่งเป็นสาเหตุของการสูญเสียให้แรงมีค่าลดลง ส่วนค่า a ที่ให้ค่า C_T มากที่สุดจะมีค่าเท่ากับ 0.5 จาก $V_1 = U(1-2a)$ นั่นคือ ในสภาวะดังกล่าวไม่เกิดความเร็วคลื่นท้ายแรงที่ได้จึงมีค่าสูงที่สุด (Berton and et.al, 2001)



รูปที่ 2.2 ความสัมพันธ์ระหว่าง C_p, C_T และ a (Berton and et.al, 2001)

ในการจำลองในแบบ Actuator disk ให้ค่าสัมประสิทธิ์กำลังที่สูงที่สุดคือ 16/27 (Betz limit) โดยที่พิจารณาจำนวนใบพัดของกังหันลมมีค่าเป็นอนันต์ ดังนั้น Betz limit จึงมีค่ามากกว่า สัมประสิทธิ์กำลังที่ได้จากในทางปฏิบัติ เพราะในความเป็นจริงกังหันลมมีจำนวนใบพัดที่จำกัด และเกิดแรงกระทำบนใบพัดนอกจากแรงยก เรียกว่า แรงต้าน

2.2.3 ทฤษฎีของ Glauert

ในปี 1935 Glauert ได้พัฒนาทฤษฎีโมเมนตัม โดยปรับปรุงแบบจำลอง Actuator disk ให้เหมาะสมกับการนำมาวิเคราะห์กังหันลม บางครั้งจึงเรียกทฤษฎีนี้ว่า ทฤษฎี Glauert momentum โดยพิจารณาให้มีเฉพาะแรงยกที่กระทำบนใบกังหันลม และมีการไหลหมุนวนในบริเวณคลื่นท้าย ดังนั้น แรงดัก (Trust) และ แรงบิด (Torque) จึงหาได้จากอัตราการเปลี่ยนแปลงโมเมนตัมเชิงแกน (Axial momentum) และ โมเมนตัมเชิงมุม (Angular momentum) ภายในวงแหวน (Annular ring) ตามลำดับ ดังสมการต่อไปนี้

$$dT = \rho A_D V (V_0 - V_1) = 4a(1-a)\rho V_0^2 \pi r dr \quad (2.20)$$

และ

$$dQ = \rho A_D V (V_0 r) = 4a'(1-a)\rho V_0 \pi r^3 \Omega dr \quad (2.21)$$

เมื่อ dT คือ อนุพันธ์ของแรงดัก (N)

dQ คือ อนุพันธ์ของแรงบิด (N-m)

โดยที่ $V_0 = 2\Omega r a'$, กระแสหมุนวนด้านท้าย (Slipstream)

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega}, \text{ ค่าการเหนี่ยวนำเชิงมุม (Angular induction factor)}$$

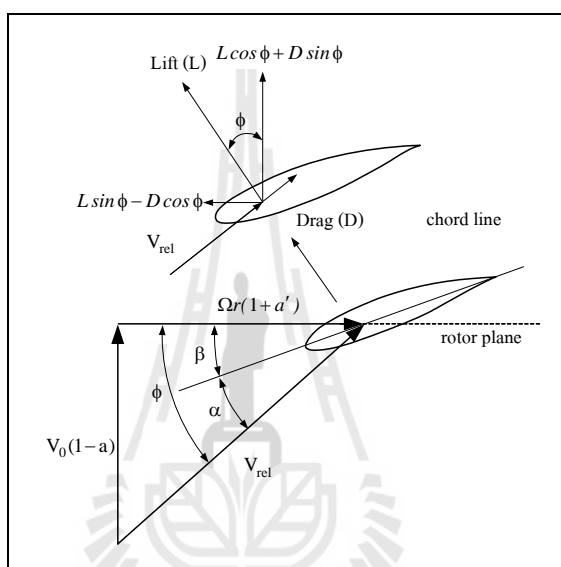
ซึ่งอนุพันธ์ของกำลังงานที่คำนวณได้ในย่านวงแหวน หาได้จากสมการ

$$dP = \Omega dQ = \Omega r \rho V_d (r\omega) (2\pi r dr) \quad (2.22)$$

เมื่อ dP คือ อนุพันธ์ของงานในย่านวงแหวนที่ r ใด ๆ (W)

2.2.4 ทฤษฎี Blade Element (BET)

วิธีนี้จะพิจารณาความเร็ว และแรงที่กระทำบนหน้าตัดสองมิติของใบกังหัน ซึ่งแรงยก และแรงต้าน จะคำนวณได้จากการแตกแรงและรวมแรงเชิงเวกเตอร์ ดังแสดงในรูปที่ 2.3 โดยที่ L คือ แรงยก, D คือ แรงต้าน, ϕ คือ มุมลมเข้า (Inflow angle), α คือ มุมปะทะ (Angle of attack) และ β คือ มุมเฟิน (Pitch angle) เมื่อพิจารณาเวกเตอร์ความเร็วจากรูปที่ 1 จะได้ความสัมพันธ์



รูปที่ 2.3 สนามความเร็วและแรงที่กระทำบนหน้าตัดเพนอากาศ
(Eggleston and Stoddard, 1987)

$$\tan \phi = \frac{V_0(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (2.23)$$

ความเร็วสัมพัทธ์หาได้จากความสัมพันธ์

$$V_{rel} = [V_0^2(1-a)^2 + (\Omega r)^2(1+a')^2]^{1/2} \quad (2.24)$$

เมื่อ V_{rel} คือ ความเร็วลมสัมพัทธ์ (m/s)

โดยที่ $\sin \phi = \frac{U}{V_{rel}}(1-a)$; $\cos \phi = \frac{\Omega r}{V_{rel}}(1+a')$

จะได้ $dL = C_L \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c dr$ (2.25)

และ $dD = C_D \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c dr$ (2.26)

เมื่อ c คือ ความยาวเส้นคอร์ดที่รัศมีใด ๆ (m)

เมื่อแตกแรงยกและแรงต้านเข้าสู่แนวแกนการหมุน ผลบวกของทั้งสองแรงนี้คือ แรงผลัก (Thrust force)

$$dT = dL \cos \phi + dD \sin \phi \quad (2.27)$$

ในทำนองเดียวกัน เมื่อแตกแรงยกและแรงต้านเข้าสู่แนวสัมผัสทิศทางการหมุน ผลบวกของทั้งสองแรง คือ แรงในแนวสัมผัส (Tangential force)

$$dF = dL \sin \phi - dD \cos \phi \quad (2.28)$$

หากกังหันลมมีจำนวนใบกังหันเท่ากับ B ดังนั้นผลรวมของแรงผลักของกังหันลม ณ ตำแหน่งที่พิจารณา r วัดจากจุดศูนย์กลางของโรเตอร์ มีค่าเท่ากับ

$$dT = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) c dr \quad (2.29)$$

$$dT = \sigma' \pi r \left[\frac{V_0 (1-a)}{\sin \phi} \right]^2 (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) r dr \quad (2.30)$$

เมื่อ $\sigma' = Bc / 2\pi r$ คือ ความตันจำเพาะที่ r ใด ๆ (Local solidity)

และอนุพันธ์ของแรงบิดอันเนื่องมาจากแรงสัมผัสที่กระทำ ณ ตำแหน่ง r จากจุดศูนย์กลาง มีค่าเท่ากับ

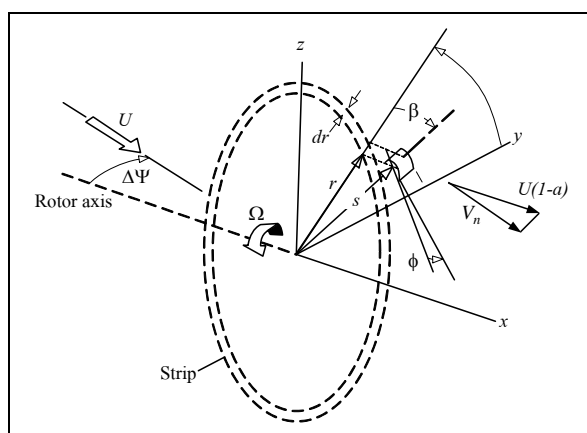
$$dQ = B \frac{1}{2} \rho V_{\text{rel}}^2 (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) cr \, dr \quad (2.31)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \left[\frac{V_0 (1-a)}{\sin \phi} \right] \left[\frac{\Omega r (1+a')}{\cos \phi} \right] (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) r^2 \, dr \quad (2.32)$$

$$\text{ดังนั้น} \quad dP = dQ \, \Omega \quad (2.33)$$

2.2.5 ทฤษฎี Blade Element Momentum (BEM)

ทฤษฎีนี้จะเป็นทฤษฎีที่ผสมผสานระหว่าง ทฤษฎี Momentum ของ Glauert และ ทฤษฎี Blade element วิธีนี้จะทำการแบ่งใบกังหันออกเป็นชิ้นย่อย (Strip) และพิจารณาสนามความเร็ว และแรงกระทำต่าง ๆ บนแต่ละชิ้นย่อยของใบกังหัน ดังแสดงในรูปที่ 2.4 บางครั้งจึงเรียกทฤษฎีนี้ว่า ทฤษฎี Strip จากการนำสมการแรงผลัก และสมการแรงบิด ของทฤษฎี Momentum คือสมการ (2.20) และสมการ (2.21) ของ Glauert และทฤษฎี Blade element คือสมการ (2.30) และสมการ (2.32) มาจับคู่เปรียบเทียบกัน จะได้สมการเพื่อหาค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกน และค่าการเหนี่ยวนำเชิงมุมที่เหมาะสมได้ สำหรับการวิเคราะห์กระทำภายใต้สมมติฐานดังนี้คือ (Freris, 1990)

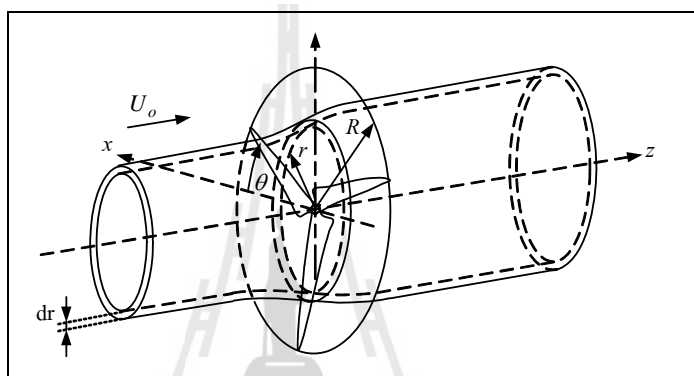


รูปที่ 2.4 โครงสร้างของชิ้นย่อย และสนามความเร็ว (Freris, 1990)

1) กำหนดให้ การไหลเป็นแบบเอกรูป (Uniform) และการไหลแบบหมุนวน (Circulation) รอบใบพัด มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอสำหรับกังหันลมที่ปรับมุมเฟินตลอดใบ หากใบกังหันเป็นแบบปรับมุมเฟินได้บางส่วน สมมติฐานนี้จะผิดพลาดไป

2) ไม่พิจารณาการไหลในแนวความยาวของใบพัด (Spanwise flow) จึงเป็นการพิจารณาการไหลแบบ 2 มิติผ่านหน้าตัดเพนอากาศเท่านั้น

3) กำหนดให้ความเร็วในแนวสัมผัสมีค่าที่คงที่ ด้วยสมมติฐานนี้ การหมุนรอบแกนของชิ้นย่อยจะทำให้เกิดวงแหวนเอกรูป (Uniform annular ring) ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 วงแหวนที่เกิดจากชิ้นย่อยที่ r ใด ๆ (Freris, 1990)

การเทียบสมการของทั้งสองทฤษฎี จะได้สมการดังต่อไปนี้

$$\sigma' \pi \rho \left[\frac{V_0 (1-a)}{\sin \phi} \right]^2 (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) r dr = 4a(1-a) \rho V_0^2 \pi r dr \quad (2.34)$$

$$\begin{aligned} \text{และ} \quad \sigma' \pi \rho \left[\frac{V_0 (1-a)}{\sin \phi} \right] \left[\frac{\omega r (1+a')}{\cos \phi} \right] (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) r^2 dr \\ = 4a'(1-a) \rho V_0^3 \pi r^3 \omega dr \end{aligned} \quad (2.35)$$

จัดรูปทั้งสองสมการใหม่จะได้

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma'}{4 \sin^2 \phi} (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) \quad (2.36)$$

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma'}{4 \sin \phi \cos \phi} (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \quad (2.37)$$

กำหนดให้

$$P_1 = \frac{\sigma'}{4 \sin^2 \phi} (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) \quad (2.38)$$

$$P_2 = \frac{\sigma'}{4 \sin \phi \cos \phi} (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \quad (2.39)$$

ดังนั้น

$$a = \frac{P_1}{1+P_1} \quad (2.40)$$

$$a' = \frac{P_2}{1+P_2} \quad (2.41)$$

สมการ (2.40) และ (2.41) จะนำไปใช้ในการคำนวณหาเงื่อนไขการไหล (Flow condition) ต่อไป

2.2.6 การปรับปรุงทฤษฎี BEM

การคำนวณด้วยทฤษฎี BEM ยังมีข้อจำกัดเนื่องจากสมการอยู่ในรูปการคำนวณเชิงสองมิติ แต่พฤติกรรมการไหลบนใบกังหันมีความซับซ้อนมากกว่านั้น เพื่อให้ได้ผลการคำนวณที่ถูกต้องมากขึ้น จึงต้องมีการปรับแก้เพื่อเป็นการชดเชยด้วยตัวประกอบต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

1) การปรับแก้การสูญเสียปลายใบและโคนใบ

ผลกระทบจากการไหลแบบสามมิติเมื่อใบกังหันมีความยาวจำกัด คือ การสูญเสียที่ปลายใบ (Tip loss) จะเกิดการไหลล้นจากด้านล่างปีกซึ่งเป็นด้านที่มีความดันสูงของใบ กังหัน (Pressure side) ขึ้นสู่ด้านบนปีกซึ่งเป็นด้านที่มีความดันต่ำ (Suction side) แบบจำลองการสูญเสียปลายใบกังหันที่นิยมใช้ คือ แบบจำลองของ Prandtl และ ผลเฉลยแม่นยำตรงของ Goldstien ซึ่งแบบจำลองของ Prandtl นั้นค่อนข้างง่าย และเป็นสมการแบบปิด (Close form) ส่วนผลเฉลยแม่นยำตรงของ Goldstien จะแสดงในรูปอนุกรมไม่จำกัดของ Modified Bessel function แต่ผลลัพธ์จากทั้งสองวิธีนี้ใกล้เคียงกัน ดังนั้นแบบจำลองของ Prandtl จึงเป็นที่นิยมมากกว่า (Eggleston and Stoddard, 1987) นอกจากการสูญเสียปลายใบแล้วยังมีการสูญเสียโคนใบ (Hub loss) ซึ่งใกล้เคียงกับลักษณะการสูญเสียที่ปลายใบ และได้นำเสนอไว้ในรูปสมการดังต่อไปนี้

- ตัวประกอบการสูญเสียปลายใบ (Tip loss factor) เลือกใช้แบบจำลองของ Prandtl (Moriarty and Hansen, 2005)

$$F_{tip} = (2/\pi) \cos^{-1} \exp\left(-\frac{B}{2} \left(\frac{R-r}{r \sin \phi}\right)\right) \quad (2.42)$$

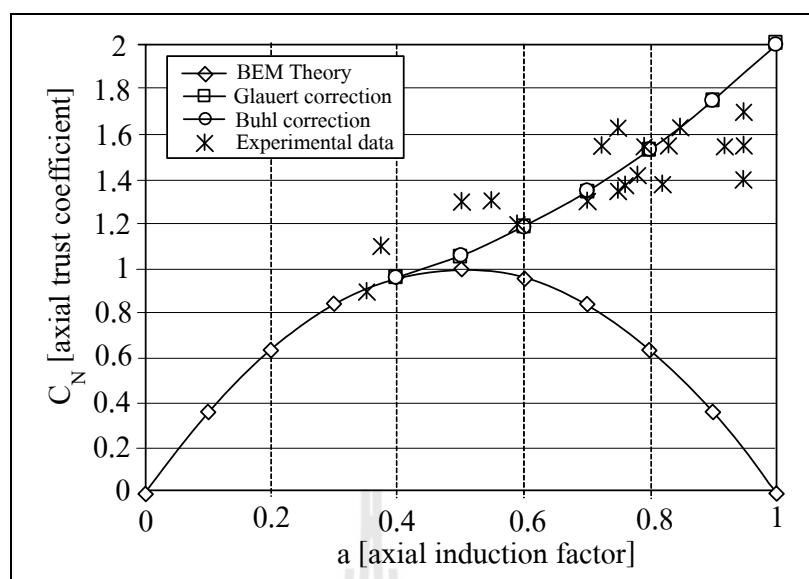
- ตัวประกอบการสูญเสียโคนใบ (Hub loss factor)

$$F_{hub} = (2/\pi) \cos^{-1} \exp\left(-\frac{B}{2} \left(\frac{r-r_h}{r \sin \phi}\right)\right) \quad (2.43)$$

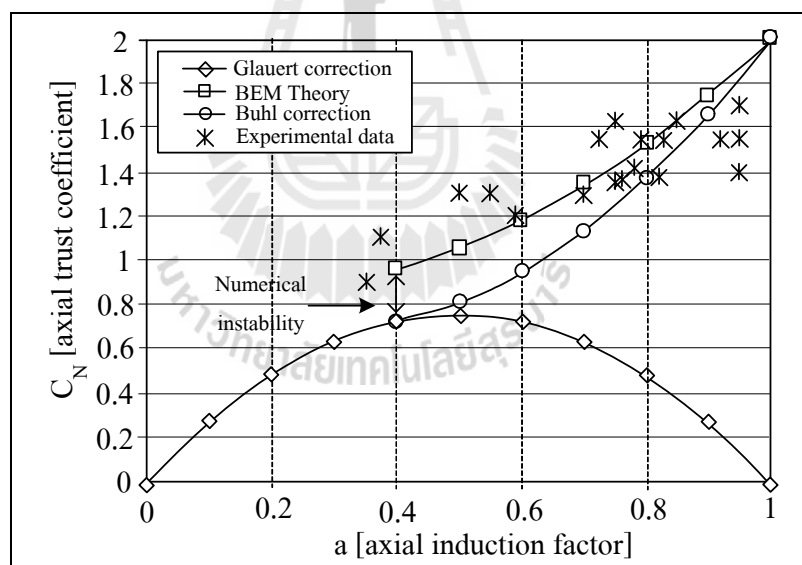
$$\text{โดยที่ } F = F_{tip} \cdot F_{hub}, \text{ การสูญเสียโดยรวม (Total loss)} \quad (2.44)$$

2) การปรับค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกน

การคำนวณค่า a จากสมการ (2.40) จะให้ค่าที่แม่นยำเชื่อถือได้ ในช่วงระหว่าง $0 \leq a \leq 4$ เมื่อ $a > 4$ ทฤษฎี BEM ให้ผลลัพธ์ที่คลาดเคลื่อนไปจากผลการทดลองมาก ในขณะที่แบบจำลองปรับแก้ของ Glauert จะให้ผลลัพธ์ที่ดีเฉพาะในกรณีที่ไม่พิจารณาค่าการสูญเสียปลายใบ ($F=1$) เห็นได้จากรูปที่ 2.6 แต่เมื่อพิจารณาการสูญเสียปลายใบร่วมด้วย ($F < 1$) ที่ค่า $a = 0.4$ จะเกิดความไม่เสถียรเชิงตัวเลข (Numerical instability) ขึ้น ดังรูปที่ 2.7 จึงเกิดการกระโดดของค่าที่คำนวณได้ที่จุดดังกล่าว



รูปที่ 2.6 ค่า a เมื่อพิจารณา $F=1$ จากแบบจำลองของ Glauert (Lanzafame and Messina, 2007)



รูปที่ 2.7 ค่า a เมื่อพิจารณา $F < 1$ จากแบบจำลองของ Glauert
(Lanzafame and Messina, 2007)

จากปัญหาดังกล่าว Buhl (2005) จึงได้นำเสนอแบบจำลองที่ใช้ปรับแก้ค่า a ในกรณีที่ $a > 0.4$ และพิจารณาค่าการสูญเสียปลายใบ ดังสมการ

$$a = \frac{18F - 20 - 3\sqrt{C_N(50 - 36F) + 12F(3F - 4)}}{36F - 50} \quad (2.45)$$

เมื่อ C_T คือ สัมประสิทธิ์แรงดึงฉาก (Trust coefficient) ซึ่งจัดให้อยู่ในรูปสมการ ได้ดังนี้

$$C_T = \frac{\sigma' \pi \rho \left[\frac{V_0 (1-a)}{\sin \phi} \right]^2 (C_1 \cos \phi + C_d \sin \phi) r dr}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_r^2} \quad (2.46)$$

3) แบบจำลองหน่วงการรูด (Stall delay model)

เมื่อ $\alpha > 15^\circ$ จะถือช่วงนั้นเกิดการรูดขึ้น เพื่อให้ได้ผลที่ดีขึ้นจึงจำเป็นต้องมีแบบจำลองหน่วงการรูด มาช่วยปรับแก้ค่า C_L และ C_D ให้สมจริงมากขึ้น ในที่นี้เลือกใช้แบบจำลอง Viterna-Corrigan (1981) เพื่อช่วยปรับแก้ค่า C_D เนื่องจากรูปแบบของแรงต้านหลังเกิดการรูด จะมีลักษณะเหมือนแรงต้านที่เกิดบน Flat plate ดังนั้นการเลือกใช้เพียงแบบจำลอง Viterna-Corrigan จึงแม่นยำเพียงพอ แต่แรงยกที่เกิดขึ้นบน Flat plate จะมีรูปแบบไม่เหมือนกับแรงยกที่เกิดบนแผ่นอากาศในช่วงมุมปะทะหลังการรูด ดังนั้นจึงต้องเลือกแบบจำลองที่เหมาะสมสำหรับการปรับแก้ค่า C_L ใหม่ จากการศึกษพบว่า แบบจำลอง Corrigan and Schillings (1994) ให้ผลการคำนวณที่แม่นยำที่สุด ซึ่งจะเห็นได้จากผลลัพธ์ที่แสดงไว้ในบทที่ 4

2.2.7 ขั้นตอนการหาผลเฉลยของทฤษฎี BEM

เริ่มจากการเดาค่า a และ a'

- 1) กำหนดมุมเดินเริ่มต้น โดยยึดมุมเดินของกังหันลมต้นแบบเป็นหลัก
- 2) คำนวณมุมลมเข้า, ϕ , จากสมการ (6)
- 3) คำนวณมุมปะทะ, α , จากความสัมพันธ์ $\alpha = \phi - \beta$ จากนั้นจะได้ค่า C_L และ C_D ซึ่งเป็น ฟังก์ชันของมุมปะทะ ซึ่งหาได้จากข้อมูลการทดสอบจากอุโมงค์ลม (Jonkman, 2003)
- 4) ปรับแก้ค่า C_L และ C_D เมื่อมุม $\alpha > 15$ องศา เนื่องจากเป็นช่วงที่กังหันลมเกิดการรูด โดยเลือกใช้แบบจำลองของ Viterna-Corrigan ร่วมกับแบบจำลองของ Corrigan and Schillings

5) ปรับแก้การสูญเสียปลายใบ ด้วยแบบจำลองของ Prandtl ดังสมการ (2.42) รวมทั้งปรับแก้การสูญเสียโคนใบด้วยสมการ (2.43) ในพจน์ของการสูญเสียรวมโดยใช้สมการ (2.44)

6) ปรับแก้ค่า a ที่แต่เดิมคำนวณจากสมการ (2.40) หากต้องการผลการคำนวณถูกต้องมากขึ้น จึงได้มีแบบจำลองปรับปรุงค่า a โดยใช้สมการ (2.45) ที่ Buhl ได้นำเสนอไว้

7) กลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 2) อีกครั้ง และคำนวณซ้ำจนกระทั่งค่า a และ a' อยู่เข้า (Converge)

8) นำค่าเงื่อนไขการไหลที่เหมาะสม มาใช้คำนวณหางนกกังหันลม

2.2.8 สมการการแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์

การออกแบบกังหันลมให้เหมาะสมกับลักษณะลมของพื้นที่ จะต้องทำการวิเคราะห์สถิติลมเฉพาะพื้นที่ร่วมด้วย ซึ่งสมการทางสถิติที่นิยมใช้ในการวิเคราะห์ความน่าจะเป็นของความเร็วลม คือ สมการแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์ (Weibull probability distribution) (Spera, 1994) ดังสมการ (2.47) และสมการความถี่สะสมของไวบูลล์ ดังสมการ (2.48) ตามลำดับ

$$f(V)dV = (k/C)(V/C)^{k-1} \exp[-(V/C)^k] dV \quad (2.47)$$

และ

$$F(V)dV = 1 - \exp[-(V/C)^k] dV \quad (2.48)$$

จากสมการ (2.47) และ (2.48) เป็นการแสดงการแจกแจงความน่าจะเป็นและความถี่สะสมของความเร็วลมในช่วงระหว่าง V ถึง $V+dV$ โดยที่ C คือ พารามิเตอร์ระดับ (Scale parameter) และ k คือ พารามิเตอร์รูปร่าง (Shape parameter) สามารถหาค่าได้จากสมการต่อไปนี้

$$C = \frac{\bar{V}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (2.49)$$

$$k = \left(\frac{\sigma_V}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \quad (2.50)$$

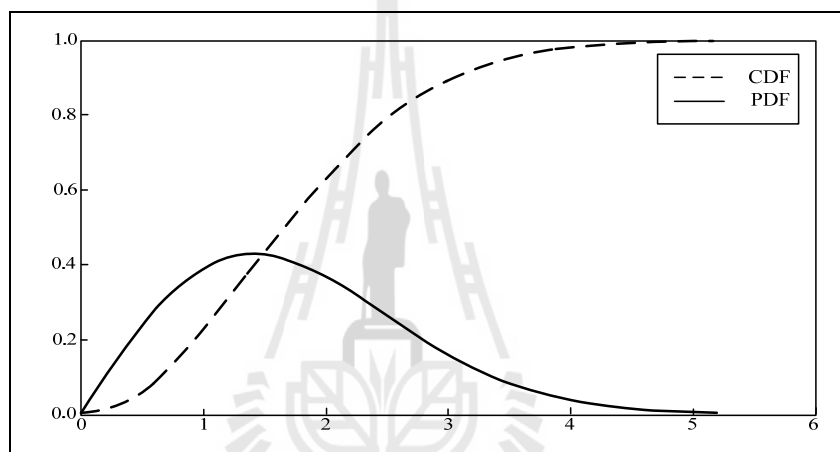
โดยที่ \bar{V} คือ ความเร็วลมเฉลี่ย คำนวณได้จาก $\bar{V} = C\Gamma[1+(1/k)]$

เมื่อ $\Gamma(x)$ คือ Gamma function

σ_v คือ ความแปรผันของความเร็วลม

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt \quad (2.51)$$

โดยรูปที่ 2.8 คือตัวอย่างรูปแบบของเส้นกราฟการแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์ และความถี่สะสมของไวบูลล์ เมื่อ $C = 2$ และ $k = 2$



รูปที่ 2.8 การแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์ และความถี่สะสมของไวบูลล์
เมื่อ $C = 2$ และ $k = 2$

สำหรับงานรายปีคำนวณได้จาก

$$P_{\text{annual}} = H \int_u \text{PDF} \cdot P_t dV \quad (2.52)$$

โดยที่ H คือ จำนวนชั่วโมงต่อปีมีค่าเท่ากับ 8760 ชั่วโมง

PDF คือ ความน่าจะเป็นของความเร็วลมใด ๆ ในงานวิจัยนี้จะคำนวณจากสมการการแจกแจงความน่าจะเป็นของไวบูลล์

P_t คือ งานที่ผลิตได้จากกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะคำนวณจากทฤษฎี BEM

2.2.9 การแจกแจงความถี่ของสถิติลมตรวจวัด

การแจกแจงความถี่ของความเร็วลมที่ได้จากการวัด นิยมแสดงผลในรูปแบบแผนภูมิแท่ง ที่มีความกว้างช่วงความเร็วลม (Bin width) เท่ากับ 1 m/s (Cartar and et.al., 2008) สำหรับความถี่ของความเร็วลมในแต่ละช่วง คำนวณได้จากสมการ

$$f_H(v) = \frac{\sum_{i=1}^n A_{I_k}(V_i)}{n.W}, \quad v \in I_k \quad (2.53)$$

เมื่อ n คือ จำนวนทั้งหมดของข้อมูลลมเฉลี่ยรายชั่วโมง

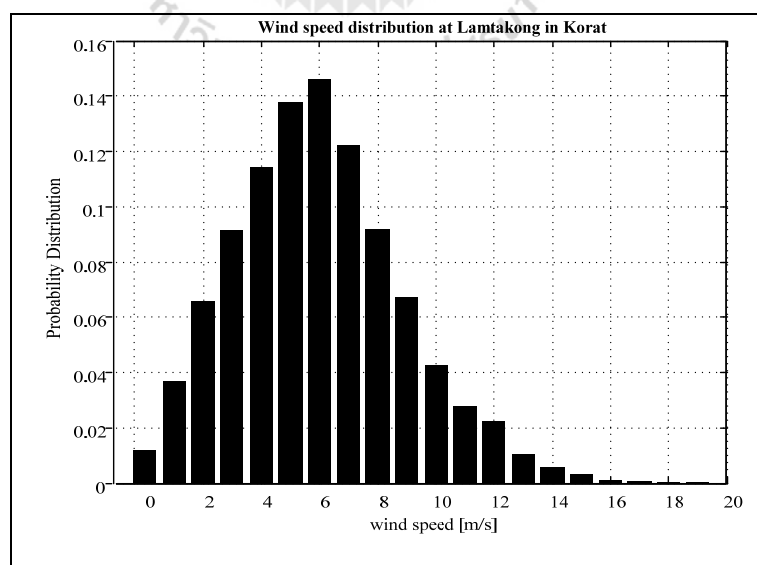
I_k คือ ช่วงความเร็วลมใด ๆ

$A_{I_k}(v)$ คือ ค่าดัชนีในช่วงความเร็วลม I_k หากความเร็วลม v อยู่ในช่วง I_k จะทำให้

$$A_{I_k} = 1 \text{ หาก } v \text{ ไม่อยู่ในช่วง } I_k \text{ แล้ว } A_{I_k} = 0$$

W คือ ความกว้างของช่วงความเร็วลม

เมื่อนำความเร็วลมที่ตรวจวัดมาคำนวณหาความถี่ของแต่ละช่วงความเร็วลม จากสมการ (2.53) จะได้แผนภูมิแท่งของการแจกแจงความถี่ของความเร็วลม ดังแสดงเป็นตัวอย่างในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 ตัวอย่างแผนภูมิแท่งการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด

2.2.10 การวิเคราะห์การถดถอย (Regression Analysis)

การศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระตัวแปรเดียว หรือหลายตัวแปร คือ $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ กับ ตัวแปรตามแบบต่อเนื่องหนึ่งตัวแปร คือ Y นิยมใช้การวิเคราะห์การถดถอย เป็นเครื่องมือในการทำนาย ซึ่งเป็นที่นิยมใช้มากทั้งในสถานการณ์ที่ไม่สามารถควบคุมตัวแปรอิสระได้ เช่น การเก็บข้อมูลทางธรรมชาติ และในการทดลองที่สามารถควบคุมตัวแปรอิสระได้ เช่น อัตราการเต้นของหัวใจกับอายุ ส่วนสูงกับน้ำหนัก เป็นต้น (ฉัตรศิริ, 2554)

ดังนั้นการวิเคราะห์การถดถอยจึงเป็นเครื่องมือในการทำนายผลกระทบของตัวแปรอิสระที่มีต่อตัวแปรตามที่กำลังทำการศึกษา ซึ่งอธิบายได้ด้วยสมการถดถอย โดยมีหลักการ คือ การสร้างเส้นตรงที่ดีที่สุดในการประมาณค่าตัวแปรตาม Y ที่ทำให้จุดข้อมูลบนแผนภูมิการกระจาย (Scatter plot) ถดถอยเข้าใกล้เส้นตรงดังกล่าวมากที่สุด ซึ่งสมการถดถอยในรูปแบบที่ง่ายที่สุด จะมีตัวแปรตามเพียงตัวแปรเดียว และสมการถดถอยจะอยู่ในรูปสมการเส้นตรง หรือเรียกว่า สมการถดถอยอย่างง่าย (Simple Linear Regression, SLR) ดังสมการ (2.54)

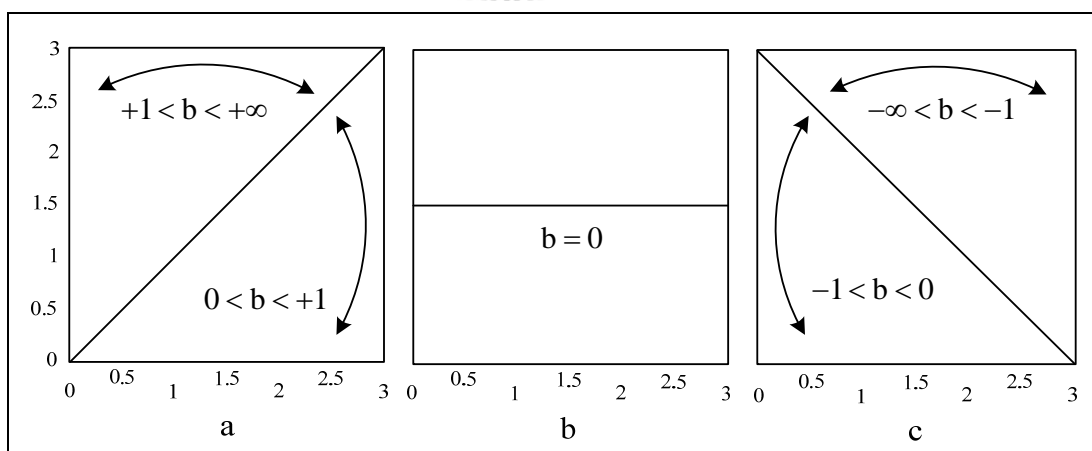
$$Y = bX + a \quad (2.54)$$

เมื่อ Y คือ ตัวแปรตาม

X คือ ตัวแปรอิสระ

b คือ ความชันของเส้นถดถอย

a คือ จุดตัดของเส้นถดถอยกับแกน Y

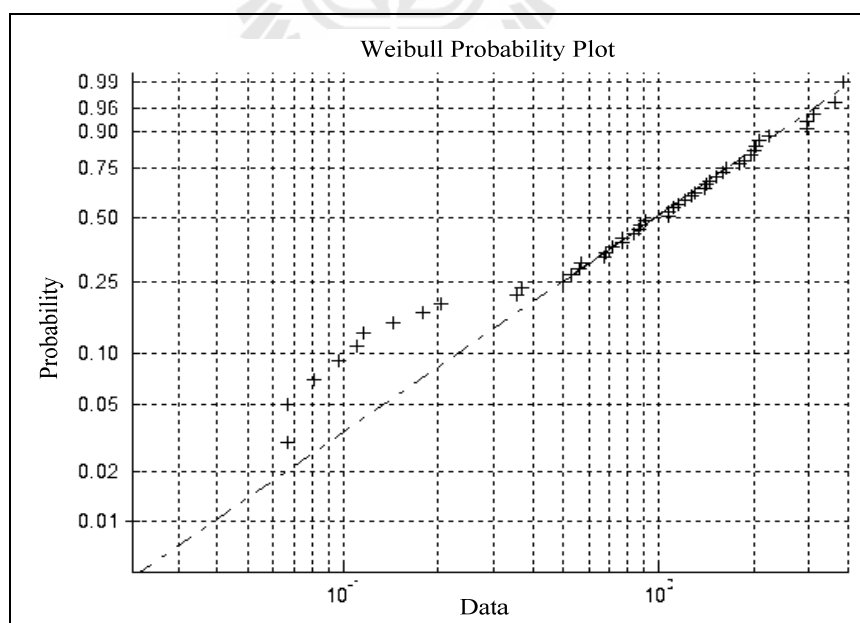


รูปที่ 2.10 ความชันของเส้นถดถอยที่เป็นไปได้ (ฉัตรศิริ, 2554)

ในรูปที่ 2.10a ความชันของเส้นตรงเป็นบวก อยู่ในช่วง $+1 < b < +\infty$ หมายความว่า X และ Y แปรผันตรงต่อกัน เมื่อ X เพิ่มขึ้น Y จะเพิ่มขึ้นตาม จากรูปที่ 2.10b ความชันของเส้นตรงเท่ากับศูนย์ หมายความว่า X ไม่มีอิทธิพลต่อ Y เมื่อ X เพิ่มขึ้น Y จะคงที่ และจากรูปที่ 2.10c ความชันของเส้นตรงเป็นลบ อยู่ในช่วง $-\infty < b < -1$ หมายความว่า X และ Y แปรผกผันต่อกัน เมื่อ X เพิ่มขึ้น Y จะลดลง หรือเมื่อ X ลดลง Y จะเพิ่มขึ้น

สมการเส้นถดถอยข้างต้น เหมาะที่จะใช้อธิบายความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรต้นและตัวแปรตามที่เป็นเชิงเส้นต่อกัน หากการกระจายของข้อมูลอยู่ในรูปแบบอื่น เช่น การแจกแจงแบบปกติ (Normal distribution) และการแจกแจงแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) เป็นต้น จะต้องทำการดัดแปลงให้อยู่ในรูปการกระจายเชิงเส้นตรงเสียก่อน โดยการแทนค่าสมการ (2.48) ลงในสมการ (2.47) แล้วทำการใส่ log จะได้สมการการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์อยู่ในรูปเชิงเส้น ดังสมการ (2.55) เรียกสมการนี้ว่า สมการถดถอย และได้ชุดข้อมูลที่มีการแจกแจงความถี่แบบไวบูลล์อยู่ในรูปเชิงเส้นดังรูปที่ 2.11 ซึ่งเส้นประ คือ เส้นถดถอย

$$\ln \left\{ \ln \left(\frac{1}{1-F(V)} \right) \right\} = -k \ln(c) + k \ln(V) \quad (2.55)$$



รูปที่ 2.11 การแปลงสมการการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ในรูปเชิงเส้น

(<http://www.mathworks.com/help/stats/wblplot.html>)

ก่อนที่จะนำสมการถดถอยมาใช้นำค่าของตัวแปรตามที่ศึกษาได้นั้น จะต้องมีการประเมินเบื้องต้นก่อน ว่าสมการถดถอยนี้สามารถทำนายค่าของตัวแปรตามได้น่าเชื่อถือมากน้อยเพียงใด ซึ่งดัชนีที่ใช้บ่งชี้ความน่าเชื่อถือของสมการถดถอย คือ สัมประสิทธิ์การตัดสินใจ ซึ่งในงานวิจัยนี้คำนวณจากสมการรูปทั่วไป ดังนี้ คือ (Cartar J. et.al, 2008).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (p_i - \hat{p}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (p_i - \bar{p})^2} \quad (2.56)$$

เมื่อ p_i คือ ความน่าจะเป็น ซึ่งได้จากการตรวจวัด

\hat{p}_i คือ ความน่าจะเป็นที่คำนวณได้จากสมการการแจกแจงแบบไวบูลล์

\bar{p} คือ ค่าเฉลี่ยของความน่าจะเป็นจากการตรวจวัดทั้งหมด

ค่า R^2 ที่มากที่สุด คือ 1 หมายความว่า อิทธิพลของตัวแปรอิสระต่อตัวแปรตามสามารถอธิบายได้ด้วยสมการถดถอยอย่างดีที่สุด ซึ่งทุกจุดของข้อมูลทับกับเส้นถดถอยพอดี สำหรับค่า R^2 ที่น้อยที่สุด คือ 0 หมายความว่า อิทธิพลของตัวแปรต้นต่อตัวแปรตามไม่สามารถอธิบายได้ด้วยสมการถดถอย จึงไม่มีความสัมพันธ์ใดเลยระหว่างข้อมูลทั้งหมด ซึ่งในงานวิจัยหัวข้อนี้ ความเร็วลม และการแจกแจงความถี่ของความเร็วลม จึงเป็นตัวแปรอิสระ และตัวแปรตามตามลำดับ

2.3 ปรัชสน์วรรณกรรม

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับกังหันลมมีหลายด้านด้วยกัน ในขั้นแรกจะนำเสนอทฤษฎีเบื้องต้นของอากาศพลศาสตร์ ซึ่งได้มีการพัฒนาขึ้นเป็นลำดับขั้นเพื่อให้เหมาะสมกับการวิเคราะห์กังหันลมซึ่งขอสรุปพอสังเขป ดังต่อไปนี้

ทฤษฎีเบื้องต้นอยู่บนพื้นฐานของทฤษฎีโมเมนตัม พัฒนาขึ้นโดย Rankine (1895) เพื่อใช้วิเคราะห์ใบจักรเรือเดินสมุทร โดยพิจารณาโรเตอร์ของใบจักรเป็นเสมือน Actuator disk ต่อมาได้ปรับปรุงแบบจำลอง Actuator disk ให้เหมาะสมกับการวิเคราะห์กังหันลม โดยแรง และงานที่ดูดซับได้ พิจารณาจากการถ่ายโอนโมเมนตัม แต่ไม่สามารถคำนวณแรงกระทำบนโรเตอร์ได้ ต่อมาในปี ค.ศ.1935 Glauert (Burton, 2001) พัฒนาแบบจำลอง Actuator disk ให้สมจริงมากขึ้นโดยรวมผลกระทบที่เกิดจากการไหลแบบหมุนวนด้านหลัง (Wake) ซึ่งทำให้การไหลที่ด้านหลังโรเตอร์มีการบานตัวออก ลักษณะการไหลดังกล่าวถูกพิจารณาเป็นการสูญเสียของพลังงานที่กังหันลมดูด

จับได้ ไปอยู่ในรูปของพลังงานจลน์เชิงมุม (Rotational kinetic energy) จากนั้น Wilson (1994) ได้วิจัยต่อจากงานของ Glauert คือการนำแบบจำลอง Actuator disk รวมเข้ากับทฤษฎี Blade element (เป็นทฤษฎีที่ช่วยในการพิจารณาแรงทาง Aerodynamic ที่กระทำกับหน้าตัดแพนอากาศ ใน 2 มิติ ซึ่งคุณสมบัติต่าง ๆ ของหน้าตัดแพนอากาศได้มาจากการทดสอบ) เพื่อวิเคราะห์พฤติกรรมทางอากาศพลศาสตร์ของกังหัน ทฤษฎีนี้สามารถนำไปสร้างเป็นโปรแกรมสำหรับออกแบบ และ ประเมินประสิทธิภาพกังหันลม ซึ่งจะกล่าวถึงโปรแกรมที่เกี่ยวข้องต่อไป

หลังจากนั้นจึงมีการพัฒนาแบบจำลองเพื่อปรับแก้ปรากฏการณ์ต่าง ๆ เพื่อให้ผลการคำนวณจากทฤษฎี Blade Element Momentum สอดคล้องกับการไหลจริงมากขึ้น ซึ่งมีปัจจัยหลายสิ่งที่มีผลกระทบต่อผลลัพธ์ ตามที่ Tangler and David (2005) ได้เสนอโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นบนพื้นฐานของทฤษฎี BEM เพื่อทำนายงานกังหันลม NREL Phase VI ให้มีความแม่นยำยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในช่วง peak และ post-peak ผลที่ได้คือ สามารถทำนายงานกังหันลมได้แม่นยำในช่วงความเร็วลม 5-8 m/s โดยใช้ข้อมูลทดสอบหน้าตัดแพนอากาศจาก Delft University of Technology (DUT) ร่วมกับข้อมูลหน้าตัดแพนอากาศที่คำนวณได้จากแบบจำลองหลังการรูด (Post stall) Viterna and Corrigan (1981) และช่วงความเร็วลมตั้งแต่ 8-10 m/s เป็นช่วงความเร็วลมที่ก่อให้เกิดกลุ่มการไหลแบบหมุนวน (Vortex) ขึ้นบริเวณ 30-45% ของความยาวใบกังหัน ซึ่งเป็นกลไกที่เหนี่ยวนำให้เกิดแรงยกสูงขึ้น จึงเป็นสาเหตุหนึ่งของการเกิดลักษณะ post-peak ของงานกังหันลมขึ้น ในช่วงนี้พฤติกรรมของหน้าตัดแพนอากาศจะคล้ายคลึงกับพฤติกรรมของแผ่นเรียบ (Flat plate) ดังนั้นจึงเลือกใช้ $C_{L,avg}$ และ $C_{D,avg}$ ที่มุม 20 องศา ซึ่งให้ผลลัพธ์ที่สอดคล้องกันดีระหว่างผลการทดสอบ และ ผลการคำนวณ สำหรับการคำนวณที่ความเร็วตั้งแต่ 16-22 m/s จะต้องมีการปรับค่า สัดส่วนความเพรียว (Aspect ratio) เพื่อให้ผลการคำนวณสอดคล้องกับผลการทดลองยิ่งขึ้น

ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ทำการปรับแต่งในแบบจำลองหลังการรูด รวมถึงข้อมูลหน้าตัดแพนอากาศที่คำนวณได้นั้น เหมาะที่จะนำไปใช้ร่วมกับทฤษฎี BEM เพื่อทำนายสมรรถนะของกังหันลมได้เป็นอย่างดี แต่อยู่ในเงื่อนไขที่ว่า กังหันลมที่นำมาใช้วิเคราะห์จะต้องเป็นของ NREL Phase VI และ หน้าตัดแพนอากาศ S809 เท่านั้น หากนอกเหนือจากเงื่อนไขนี้ จะต้องมีการปรับแต่งค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ในแบบจำลองหลังการรูดใหม่ เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่แม่นยำในการทำนายสมรรถนะของกังหันลมชนิดนั้น

Maalawi and Badawy (2000) ได้พัฒนาวิธีการวิเคราะห์สมรรถนะของกังหันลมโดยหาคำตอบ ของค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกนให้อยู่ในรูป Closed form solution ด้วยวิธีที่เรียกว่า Exact trigonometric function method โดยทำการแปลงสมการพื้นฐานของ Glauert (1935) ให้อยู่ในรูปฟังก์ชันตรีโกณมิติ ค่าตัวแปรต่าง ๆ ที่ใช้จึงต้องอยู่ในรูปฟังก์ชันต่อเนื่องทั้งหมด จากการที่เป็นสมการแบบ Closed form จึงทำให้การคำนวณทำได้รวดเร็วยิ่งขึ้น แต่ยังคงอาศัยวิธีเชิงตัวเลข

ในการหาคำตอบเนื่องจากสมการที่ได้เป็นแบบไม่เชิงเส้น วิธีนี้ต่างจากการหาคำตอบแบบดั้งเดิมของ Wilson et. al. (1976) ซึ่งใช้การคำนวณแบบทำซ้ำเพื่อหาค่าเหนี่ยวนำเชิงแกน งานวิจัยนี้ได้ทำการเปรียบเทียบผลการออกแบบมุมบิด (twist) และความกว้างของใบ (chord) ตลอดความยาวใบของกังหัน ERDA NASA MOD-0 พบว่าวิธีของ Maalawi and Badawy ให้ผลลัพธ์ที่ใกล้เคียงกับ Wilson et. al. เป็นอย่างดี และได้พัฒนาต่อให้สามารถประเมินประสิทธิภาพกังหันตลอดช่วงความเร็วลมทำงานด้วย ทั้งนี้ ทั้งสองวิธีอยู่บนการวิเคราะห์ที่ไม่คิดผลของแรงต้านเพื่อให้สมการที่เกี่ยวข้องอยู่ในรูปที่สามารถหาคำตอบได้ง่าย จึงทำให้ผลการคำนวณประสิทธิภาพสูงกว่าความเป็นจริงประมาณ 14% ขณะที่การไหลยังไม่เกิดการแยกตัว (Separation)

Duque, et al. (2000) ได้นำเสนอผลจากการทำนายค่ากำลังงาน และแรงทางอากาศพลศาสตร์ของกังหันลมแกนนอน ที่ได้จากวิธีการคำนวณเชิงตัวเลขที่แตกต่างกัน 3 วิธี ซึ่งวิธีแรกพัฒนาขึ้นภายใต้หลักการ BEM เป็นรู้จักในชื่อ YAWDYN/AERODYN โดย Hanson (1999) วิธีที่สองภายใต้หลักการ Vortex lattice (VT) เป็นรู้จักในชื่อ CAMRAD II พัฒนาโดย Johnson (1998) ซึ่งโปรแกรมทั้ง 2 ใช้แบบจำลองหน่วงการรูด (Stall delay model) ของ Du and Selig (1998) และวิธีสุดท้ายจากหลักการ Reynolds-average thin layer Navier-Stokes method (RaNS) ร่วมกับแบบจำลองการไหลแบบปั่นป่วน (Turbulence model) Baldwin-Lomax และ Baldwin-Barth ซึ่งเป็นที่รู้จักในชื่อ OVERFLOW พัฒนาขึ้นโดย Buning, et.al (1990) ผลการทำนายกำลังงาน และแรงทางอากาศพลศาสตร์ ในช่วงก่อนการรูดทั้ง 3 แบบจำลองให้ผลเป็นที่ค่อนข้างดี เมื่อเปรียบเทียบกับผลการทดสอบกังหันลมจากฐานข้อมูลของ IEA Annex XIV (Simms et al., 1999) สำหรับช่วงหลังการรูดเป็นต้นไป YAWDYN/AERODYN และ CAMRAD II ยังคงให้ผลการทำนายที่น่าพอใจ เนื่องจากแบบจำลองหน่วงการรูดที่เลือกใช้ค่อนข้างเหมาะสมถึงแม้ว่าบริเวณโคนใบผลการทำนายจะเกินจริงไปอยู่บ้าง ส่วน OVERFLOW นั้นจับพฤติกรรมช่วงเกิดการรูดได้ไม่คล่อง จึงควรมีการพิจารณาผลกระทบจากการไหลผ่านหน้าตัดแพนอากาศที่ก่อให้เกิดแรงยก และแรงต้านร่วมด้วย

Lanzafame and Messina (2007) ได้สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ภายใต้พื้นฐานของทฤษฎี BEM เพื่อทำการออกแบบโรเตอร์ โดยเริ่มต้นจากการกำหนดพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของกังหันลม เช่น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของโรเตอร์ ชนิดของหน้าตัดแพนอากาศ ความกว้างของใบ มุมบิด และ มุมบิด เป็นต้น จากนั้นจึงสามารถคำนวณแรงกระทำที่ใบกังหัน รวมทั้งแรงบิด และ พลังงานที่เพลารอเตอร์ อุปสรรคที่สำคัญในการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ให้มีความเสถียร คือ กระบวนการในการคำนวณหาค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกน และความน่าเชื่อถือของพารามิเตอร์ที่ได้จากการทดสอบหน้าตัดแพนอากาศในอุโมงค์ลม อย่างไรก็ตาม อย่างไรก็ดี แบบจำลองทางคณิตศาสตร์นี้ได้จากการปรับปรุงทฤษฎี BEM ด้วยแบบจำลอง และ ค่าปรับแก้ต่าง ๆ เช่น แบบจำลองหลังการรูดของ Viterna and Corrigan (1981) ตัวประกอบการสูญเสียปลายใบของ Prandtl และ แบบจำลองปรับแก้ค่าการเหนี่ยวนำเชิงแกน

ของ Buhl ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้เมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลแรงบิดจากการทดสอบกังหันลม NREL Phase VI และ ผลลัพธ์จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์อื่น ๆ พบว่าผลจากแบบจำลองนี้ค่อนข้างสอดคล้องกับผลการทดสอบโดยเฉพาะในช่วงความเร็วลมต่ำ แต่ที่ความเร็วลม 13-20 m/s ผลการทำนายต่ำกว่าผลการทดสอบพอสมควรแต่ยังอยู่ในเกณฑ์ดี และหลังจากความเร็วลม 20 m/s เป็นต้นไปผลการทำนายจึงกลับมาดีอีกครั้ง จึงถือได้ว่าแบบจำลองนี้สามารถประเมินสมรรถนะของกังหันลมได้อย่างค่อนข้างดีในช่วงความเร็วลมที่กว้าง

งานวิจัยทางด้าน CFD ส่วนใหญ่นิยมใช้หลักการ Actuator disk เพื่อวิเคราะห์แรงกระทำบนโรเตอร์ ซึ่งเป็นหลักการที่ง่ายเนื่องจากสมมติให้การไหลที่ Actuator disk เป็นการไหลอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นสมมติฐานที่ขัดแย้งกับความเป็นจริง เพราะการไหลผ่านกังหันลมจริงมีจำนวนใบที่จำกัด ซึ่งลักษณะการไหลจะมีความไม่ต่อเนื่องเกิดขึ้น Christophe and Christian (2004) จึงได้ทำการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่สามารถคำนวณหาแรงที่กระทำบนกังหันลมในรูปของความเร็วไม่ต่อเนื่อง (Velocity discontinuities) บนพื้นฐานของแบบจำลอง Actuator disk ร่วมกับทฤษฎีเส้นยก (Lifting line theory) เรียกหลักการนี้ว่า แบบจำลอง Actuator-Lifting Surface จากหลักการดังกล่าวจะถูกนำมาสร้างแบบจำลองเชิงตัวเลขเชิง 2 มิติ และ 3 มิติ เพื่อที่จะศึกษาปัญหาขั้นพื้นฐาน 3 ประการ คือ 1) ปัญหาการกระจายตัวอย่างไม่คงรูปของกลุ่มวอร์เทกซ์เชิง 2 มิติ 2) แรงกระทำอย่างไม่คงรูปบน Actuator disk 3) การไหลหมุนวนเมื่อมีอิทธิพลของปีกจำกัด (Finite wing) เข้ามาเกี่ยวข้อง สำหรับผลลัพธ์ เช่น แรงยกเหนี่ยวนำ (Induced lift) และความเร็วเหนี่ยวนำ (Induced velocity) ที่ทำนายได้ค่อนข้างแม่นยำ แต่ไม่สามารถทำนายค่าแรงต้านเหนี่ยวนำได้เนื่องจากเหตุผลทางด้านทรัพยากรของคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการวิจัยไม่เพียงพอที่จะสร้างกริดที่ละเอียดพอซึ่งในงานวิจัยต่อมาได้นำแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ดังกล่าว ไปวิเคราะห์กังหันลม 4 เครื่อง คือ NREL Phase II IV และ VI รวมทั้งกังหันลม Tjaereborg (Oye, 1992) จากประเทศเดนมาร์ก พบว่าหลักการนี้สามารถทำนายผลของแรงกระทำบนกังหันลมในช่วงที่ยังไม่เกิดการรบกวนได้ค่อนข้างดี แต่เมื่อกังหันลมอยู่ในช่วงที่เกิดการรบกวนผลลัพธ์ที่ได้จะเกิดความแตกต่างจากทฤษฎี Blade element ค่อนข้างมาก เนื่องจากแบบจำลองนี้ได้ตัดผลกระทบอันเกิดจากแรงต้านออกไป เมื่อกังหันลมเริ่มเกิดการรบกวนซึ่งเป็นช่วงที่เกิดแรงต้านขึ้นสูง ผลเฉลยที่ได้จาก 2 หลักการเปรียบเทียบกัน จึงเกิดความแตกต่างมากขึ้น

สำหรับงานวิจัยด้านการออกแบบและปรับปรุงสมรรถนะของกังหันลม เป็นอีกแนวทางหนึ่งของการวิจัยที่ต้องการเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันลมให้สูงขึ้นตามการแข่งขันทั้งในด้านงานวิจัยและในด้านการค้า ดังที่ Giguere, Selig and Tangler (1999) ได้นำเสนอการออกแบบใบกังหันโดยวิธีการชดเชย (Trade-offs) ซึ่งใช้หน้าตัดแผนอากาศชนิดแรงยกต่ำ สำหรับกังหันลมแกนนอนที่ควบคุมผ่านการรบกวน (Stall-regulated) เดิมที NREL ได้ออกแบบกังหันลมที่ควบคุมผ่านการรบกวน

โดยใช้วิธีหาคะแนนระหว่างหน้าตัดแพนอากาศชนิดแรงยกต่ำและหน้าตัดแพนอากาศชนิดแรงยกสูง โดยเลือกใช้น้ำตัดแพนอากาศ S809 ของ NREL ซึ่งแนวคิดของงานวิจัยนี้คือ การเลือกใช้น้ำตัดแพนอากาศชนิดแรงยกต่ำที่บริเวณปลายปีก เพื่อปรับลดพลังงานส่วนเกินที่เกิดในกรณีลมแรง การออกแบบใบกังหันด้วยหลักการนี้ไม่ใช่วิธีการใหม่ และเพื่อให้แน่ใจว่าวิธีการนี้สามารถปรับใช้กับน้ำตัดแพนอากาศรุ่นอื่นได้ดีเช่นกัน แนวคิดในการออกแบบคือการหาจุดเหมาะสมระหว่างงานรายปีสูงสุด (Maximum annual energy production, AEP_{MAX}) กับจำนวนเงินต้นทุนต่ำสุด อีกทั้งยังต้องวิเคราะห์ความแข็งแรงของใบกังหันโดยโปรแกรมร่วมด้วย ซึ่งรูปทรงใบกังหันจะถูกสร้างโดยโปรแกรม PROPGA (Giguere and Selig, 1997) ใบกังหันที่ได้จะถูกนำไปวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม PROPID (Giguere and Selig, 1997; Selig and Tangler, 1995) เพื่อคำนวณหาพลังงานรายปี และวิเคราะห์ความแข็งแรงของใบกังหัน จากนั้นจึงกลับมาพิจารณาขนาด และน้ำหนักเพื่อประเมินราคาต้นทุนซึ่งเป็นตัวแปรหนึ่งของสมการคำนวณหาค่า Cost of Energy (COE) ผลจากการศึกษานี้ได้ข้อสรุปว่า ค่า $C_{L,max} = 1$ เป็นค่าต่ำสุดที่ใช้ในกังหันลมแบบความคุมผ่านการวบ อาจเลือกใช้ค่าต่ำกว่านี้ได้ ในกรณีที่ต้องการลดเสียงรบกวน และหากกังหันลมมีขนาดใหญ่ขึ้นควรใช้ค่า $C_{L,max} > 1$ แต่สังเกตได้ว่าในงานวิจัยนี้วิเคราะห์เพียงความยาวคอร์ด และชนิดของน้ำตัดแพนอากาศที่มีผลต่อ $C_{L,max}$ โดยมิได้วิเคราะห์มุมเฟ้นร่วมด้วย ทั้งที่มุมเฟ้นมีผลกระทบโดยตรงต่อค่า AEP ซึ่งเป็นเงื่อนไขหนึ่งในการวิเคราะห์หารูปทรงที่เหมาะสมของใบกังหัน

Lanzafame and Messina (2008) ออกแบบใบกังหันลมที่ดัดแปลงมาจากกังหันลมแบบใบตรง (ไม่บิดใบ) โดยมีแนวคิดที่ว่า หากทำการบิดใบจะ ได้งานและประสิทธิภาพที่สูงกว่า รวมทั้งได้อากาศพลศาสตร์ที่ดีกว่าแบบใบตรง แต่เนื่องจากกังหันลมแบบใบบิดผลิตได้ยาก จึงได้ดัดแปลงกังหันลมแบบใบตรง โดยแบ่งใบกังหันออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนใน (Inner part) ตั้งแต่ระยะ 1.258 – 3 เมตร ของรัศมีใบกังหัน และส่วนนอก (Outer part) ตั้งแต่ระยะ 3 – 5.03 เมตรของรัศมีใบกังหัน สำหรับงานกังหันลมดัดแปลง ทำนายจากวิธีการคำนวณเชิงตัวเลข ภายใต้ทฤษฎี Blade Element Momentum ผลที่ได้คือ งานกังหันลมและประสิทธิภาพของกังหันลมดัดแปลง สูงกว่าของต้นแบบ รวมทั้งมีลักษณะของอากาศพลศาสตร์ที่ดีกว่าต้นแบบเช่นกัน

Wang et al. (2007) ออกแบบและศึกษาพฤติกรรมอากาศพลศาสตร์ของโพรง (Scoop) ด้วยอุโมงค์ลมและ CFD ซึ่งโพรงที่ศึกษานั้น เป็นโครงสร้างที่มีลักษณะเหมือนกับ Diffuser เพื่อที่จะติดตั้งโดยการครอบลงไปใต้ตัวโรเตอร์ของกังหันลม ผลการศึกษาพบว่า โพรงสามารถเพิ่มความเร็วลมที่ไหลผ่านกังหันลมได้ 1.5 เท่า และเพิ่มงานของกังหันลมได้ถึง 2.2 เท่า สำหรับกังหันลมที่นำมาศึกษา คือ กังหันลม NREL Phase VI และกังหันลมยี่ห้อ Rutland 913

Mathew et al. (2002) ศึกษาศักยภาพพลังงานลมใน 8 อำเภอของประเทศไทยอินเดีย คือ Trivandrum Aleppy Eranakulam Idukki Palghat Calicut Malapuram และ Kasargod ซึ่ง

ศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ทั้ง 8 อำเภอ ถูกวิเคราะห์ด้วย Rayleigh distribution ซึ่งเป็นสมการทางสถิติ พบว่าพลังงานลมในพื้นที่อำเภอ Palghat มีศักยภาพสูงสุด สำหรับบริเวณที่ศักยภาพพลังงานลมอ่อนสุด คือ อำเภอ Trivandrum จากนั้นได้จำลองการติดตั้งกังหันลม 3 ชนิด คือ 1) กังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้า Aero-generator 2) กังหันลมสูบน้ำแบบใหม่ และ 3) กังหันลมสูบน้ำอย่างง่าย ในพื้นที่ดังกล่าว ผลลัพธ์ คือ ศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ทั้ง 8 อำเภอ ไม่สูงพอที่จะติดตั้งกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้า แต่เหมาะสมกับการติดตั้งกังหันลมสูบน้ำ ซึ่งสอดคล้องกับลักษณะการใช้งานของในพื้นที่ เพราะทั้ง 8 อำเภอ เป็นพื้นที่เกษตรกรรม ซึ่งจำเป็นต้องมีการสูบน้ำเพื่อใช้ในระบบชลประทาน ในการศึกษา ยังมีอีกประเด็นที่สำคัญ คือ การวิเคราะห์ความเร็วลม cut-in และ cut-out ของกังหันลมใด ๆ ที่จะติดตั้งในพื้นที่ทั้ง 8 อำเภอ ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อการเลือกกังหันลมที่เหมาะสมกับสถิติลมเฉพาะในแต่ละพื้นที่ เพราะกังหันลมที่ได้จะทำงานได้เต็มประสิทธิภาพ และดูดซับพลังงานลมได้สูงสุด

Wang et al. (2009) ศึกษาและออกแบบใบกังหันที่ดีที่สุด จากการหาจุดเหมาะสมระหว่าง 1) พลศาสตร์การสั่นของโครงสร้างที่เกิดจากตอบสนองต่อแรงทางอากาศพลศาสตร์ และ 2) Cost of Energy (COE) โดยที่ การวิเคราะห์ทางด้านพลศาสตร์การสั่นจะนำไปสู่การคำนวณหาความเร็วสัมพัทธ์ของใบกังหันเมื่อตกอยู่ในสภาพการสั่น จากนั้น ความเร็วดังกล่าวจะใช้ในการคำนวณหาพลังงานของกังหันลมด้วยทฤษฎี BEM แล้วจึงคำนวณงานรายปีที่ได้จากกังหันลม เพื่อที่จะนำไปสู่การคำนวณหา COE สำหรับกังหันลมต้นแบบที่ใช้ในการศึกษานี้ คือ 1) กังหันลมจากโครงการ MEXICO ขนาด 25 kW 2) กังหันลมของโครงการ Tjaereborg ขนาด 2 MW และ 3) กังหันลมของศูนย์วิจัย NREL ร่วมกับ ขนาด 5 MW ผลที่ได้คือ

สำหรับงานวิจัยที่เกี่ยวกับการศึกษาศักยภาพพลังงานลม จะเน้นไปในการศึกษาเกี่ยวกับการเลือกสมการทางสถิติที่เหมาะสมกับลักษณะลมในพื้นที่ต่าง ๆ กล่าวคือ Garcia, et al. (1997) ทำการเปรียบเทียบความแม่นยำระหว่างสมการ Weibull กับ สมการ Log-Normal ในการวิเคราะห์สถิติของความเร็วลม 20 ตำแหน่งในแคว้นนาบาร์รา (Navarra) ประเทศสเปน โดยตัดสินใจจากค่า R^2 ผลปรากฏว่าสมการ Weibull ให้เส้นกราฟทางสถิติของการแจกแจงความเร็วลมที่ใกล้เคียงกับการแจกแจงของความเร็วลมจริงมากที่สุด

Jaramillo and Borja (2003) เสนอว่าการศึกษาสถิติลมตลอดทั้งปีโดยรวมช่วงลมสงบเข้าไปในการวิเคราะห์ด้วยสมการ Weibull นั้น ควรแยกออกเป็น 2 ช่วง ช่วงละครึ่งปี ตามลักษณะความถี่ของความเร็วลม ที่เมือง La Ventosa ประเทศเม็กซิโก ซึ่งการแยกวิเคราะห์ออกเป็น 2 ช่วง จะต้องมีตัวแปร Weibull 2 ชุด เรียกหลักการนี้ว่า Bimodal Weibull & Weibull ผลที่ได้คือ การวิเคราะห์ด้วยหลักการ Bimodal Weibull & Weibull ให้เส้นกราฟทางสถิติของการแจกแจงความเร็วลมที่สอดคล้องกับความเร็วลมจริงมากกว่าการวิเคราะห์ด้วยสมการ Weibull ปกติ

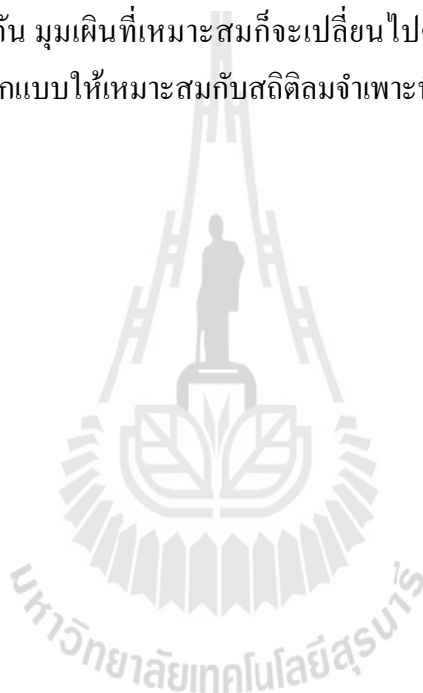
Torres et al. (2003) ศึกษาสภาพพลังงานลมในพื้นที่ใด ๆ ภายใต้สมมติฐานที่ว่า กังหันลมที่จะติดตั้งเป็นแบบควบคุมมุมเฟิน (Pitch regulated) และความเร็วรอบคงที่ โดยใช้แบบจำลองของ Powel (1981) เป็นแบบจำลองที่ทำนายงานกังหันลมโดยเฉลี่ย ซึ่งแบบจำลองนี้เป็นฟังก์ชันของค่า k ในสมการ Weibull แบบจำลองดังกล่าวเรียกได้อีกชื่อหนึ่งว่า แบบจำลองศักยภาพ (Potential model) เนื่องจากแบบจำลองนี้ขึ้นอยู่กับค่า k หากเป็นกรณีที่ $k = 2$ แบบจำลองศักยภาพจะมีชื่อเรียกว่า แบบจำลองกำลังสอง (Quadratic model) สุดท้ายจะนำไปสู่การคำนวณหา ค่าประสิทธิผลของพื้นที่ (Site effectiveness, ε) จากผลการศึกษาจะได้กราฟงานกังหันลมที่ตำแหน่งมุมเฟินที่เหมาะสม โดยมีขีดจำกัดที่ $k < 3$ และหาก $k < 2$ จะเลือกใช้แบบจำลองกำลังสองในการคำนวณค่าประสิทธิผลของพื้นที่ อย่างไรก็ตาม ค่าประสิทธิผลของพื้นที่จะมีความน่าเชื่อถือมากขึ้น ในกรณีที่ $k > 2$

Akpınar and Akpınar (2004) ศึกษาผลกระทบเนื่องจากฤดูกาลต่อพลังงานที่ได้จากลม โดยศึกษาลมในบริเวณ Elazığ, Maden, Agin และ Keban ของประเทศตุรกี พบว่าในช่วงฤดูร้อนที่เมือง Maden, Agin และ Keban ความเร็วลมจะสูงกว่าฤดูอื่น พลังงานลมจึงสูงเช่นเดียวกัน ซึ่งสอดคล้องกับความต้องการพลังงานซึ่งปกติจะสูงในช่วงฤดูร้อน

Venkatesh and Kulkarni (2006) ได้ศึกษาและสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อออกแบบความเร็วรอบของกังหันลมให้เหมาะสมกับสถิติลม เพื่อให้ได้งานรายปีสูงสุด สำหรับสมการที่เป็นเครื่องบ่งชี้ว่าความเร็วรอบที่เท่าไรจึงจะเหมาะสมกับสถิติลม เรียกว่า Maxima Energy Indicator (MEI) ซึ่งสมการนี้ถูกจำลองขึ้นจาก 2 หลักการ คือ หลักการเชิงตัวเลข (Numerical approach) และหลักการเชิงวิเคราะห์ (Analytical approach) เมื่อเปรียบเทียบกับผลการทดลอง พบว่าผลการคำนวณสอดคล้องกันดีกับผลการทดลอง จากนั้นนำแบบจำลองที่ได้มาใช้ในการออกแบบความเร็วรอบที่ดีที่สุดของกังหันลม โดยทำการปรับค่า k ของสมการ Weibull จาก 1.8-2.8 ไปที่ละ 0.2 ค่า โดยกำหนดให้ค่า C คงที่เท่ากับ 5 m/s เมื่อค่า k เพิ่มขึ้น พบว่าเส้นกราฟของความหนาแน่นพลังงานลมจะบิดตัวแคบลงและเลื่อนมาทางด้านซ้าย ซึ่งเป็นย่านของลมอ่อน ในทางกลับกัน เมื่อค่า k ลดลง เส้นกราฟความหนาแน่นพลังงานลมจะกว้างขึ้นและเลื่อนมาทางด้านขวามือซึ่งเป็นย่านลมแรง ผลที่ได้คือ ความเร็วรอบ และค่า k จะมีความสัมพันธ์ในเชิงโพสิทีฟ โดยที่ความเร็วรอบจะลดลงเมื่อค่า k เพิ่มขึ้น ซึ่งสอดคล้องดีเนื่องจากค่า k สูงบ่งชี้ว่ากังหันลมทำงานที่ย่านความเร็วลมต่ำ ความเร็วลมที่เหมาะสมจึงต่ำไปด้วย

วิกันดา และทวิช (2551) พัฒนาโปรแกรมนามว่า SuWiTstat ขึ้นจากพื้นฐานของทฤษฎี BEM เพื่อออกแบบกังหันลมที่มีมุมเฟินที่เหมาะสมกับสถิติลมจำเพาะพื้นที่ (β_{opt}) ซึ่งทำให้กังหันลมสามารถงานรายปีได้สูงสุด โดยเริ่มจากการจำลองสถิติลมขึ้นมาสามรูปแบบ และในแต่ละรูปแบบจะมีความเร็วเฉลี่ยที่เท่ากันคือ 6 m/s แต่มีความเบ้ที่แตกต่างกันตามค่าไวบูลล์พารามิเตอร์ ดังต่อไปนี้ Case I: $C = 6.8$ m/s, $k = 3$ Case II: $C = 6.9$ m/s, $k = 2.3$ และ Case III: $C = 6.67$ m/s,

$k = 4$ โดยที่มีความเร็วลมที่ทำให้กำลังงานลมสูงสุด, $\sqrt[3]{V^3}$ เท่ากับ 8 m/s 9 m/s และ 7 m/s ตามลำดับ จากนั้นจำลองสถานการณ์ว่ากังหันลม NREL Phase II และ NREL Phase VI (ซึ่งถูกออกแบบด้วยสถิติลมต่างประเทศให้มีมุมเฟินปลายใบเท่ากับ 12 องศา และ 3 องศา) ทำงานภายใต้สถิติลมทั้งสามรูปแบบ จากผลลัพธ์พบว่า β_{opt} ของ กังหันลม NREL Phase II จะมีค่าเท่ากับ 6 องศา 7 องศา และ 6 องศา ซึ่งผลิตงานรายปีเพิ่มขึ้นร้อยละ 74.72 MWh/year 42.53 MWh/year และ 113.71 MWh/year ตามลำดับกรณีสถิติลม และ β_{opt} ของกังหันลม NREL Phase VI จะมีค่าเท่ากับ 2 องศา 3 องศา และ 1 องศา ซึ่งผลิตงานรายปีเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.12 MWh/year 0.00 MWh/year และ 2.80 MWh/year ตามลำดับกรณีสถิติลม จากผลลัพธ์พบว่า ถึงแม้ความเร็วลมเฉลี่ยแต่ละพื้นที่จะเท่ากัน หากแต่ความเบ้ของสถิติลมต่างกัน มุมเฟินที่เหมาะสมก็จะเปลี่ยนไปตามลักษณะสถิติลมในแต่ละพื้นที่ ดังนั้นกังหันลมควรถูกออกแบบให้เหมาะสมกับสถิติลมจำเพาะพื้นที่เพื่อให้ได้งานรายปีสูงที่สุด



บทที่ 3

ข้อมูลสถิติลม

3.1 กล่าวนำ

ในบทนี้จะอธิบายความสอดคล้องระหว่างข้อมูลลมที่ได้จากการตรวจวัด และการแจกแจงความถี่ที่คำนวณด้วยสมการของไวบูลล์ (Weibull function) ผ่านการวิเคราะห์การถดถอย (Regression analysis) โดยใช้ค่าสัมประสิทธิ์การตัดสินใจ (R -Square, R^2) ซึ่งคำนวณได้จากสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation Coefficient, R) ยกกำลังสอง เป็นดัชนีบ่งชี้ระดับความสัมพันธ์ระหว่างสองตัวแปร สำหรับข้อมูลลมที่นำมาวิเคราะห์ เป็นข้อมูลจากการสำรวจหลายแหล่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกรมอุตุนิยมวิทยา ซึ่งข้อมูลที่ได้จากแหล่งข้อมูลเหล่านี้ จำเป็นต้องผ่านการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือด้วยวิธีการทางสถิติเป็นการเบื้องต้นก่อนที่จะนำไปใช้ในการออกแบบกังหันลมต่อไป

3.2 ข้อมูลลมตรวจวัดที่ใช้ในการออกแบบกังหันลม

3.2.1 ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ข้อมูลลมตรวจวัดที่ได้จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยถูกคัดเลือก เพื่อทำการวิเคราะห์ทั้งสิ้น 14 สถานีจากสถานีตรวจวัดลมทั้งหมด ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กรณี	สถานี	ละติจูด (องศา)	ลองจิจูด (องศา)	ความสูงเหนือพื้นดิน (ม.)
1	จ.นครราชสีมา – เขื่อนลำตะคอง	14°48'3.21" น.	101°33'23.71" ต.อ.	45
2	จ.ชลบุรี – อ.อ่าวไผ่	13° 9'20.28" น.	100°55'45.45" ต.อ.	45
3	จ.ลำปาง – อ.แม่เมาะ	18°16'27.55" น.	99°39'1.28" ต.อ.	45
4	จ.มุกดาหาร – อ.เมือง	16°36'28.39" น.	104°42'8.77" ต.อ.	45
5	จ.นครศรีธรรมราช – อ.กะทูน	8°35'6.84" น.	99°32'19.60" ต.อ.	45

ตารางที่ 3.1 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ต่อ)

กรณี	สถานี	ละติจูด (องศา)	ลองจิจูด (องศา)	ความสูงเหนือพื้นดิน (ม.)
6	จ.นครศรีธรรมราช – อ.หน้าสะตอ	7°57'37.99" น.	100°19'41.08" ต.อ.	45
7	จ.เพชรบูรณ์ – อ.เขาค้อ	16°37'56.69" น.	100°59'51.70" ต.อ.	45
8	จ.ภูเก็ต – ทำนตไร่ไชย	8°11'44.40" น.	98°17'29.69" ต.อ.	45
9	จ.ประจวบคีรีขันธ์ – อ.ทับสะแก	11°29'60.00" น.	99°37'18.00" ต.อ.	45
10	จ.สกลนคร – เขื่อนน้ำพุง	16°58'30.05" น.	103°58'14.65" ต.อ.	45
11	จ.สงขลา – อ.จะนะ	6°54'51.00" น.	100°44'26.00" ต.อ.	45
12	จ.สงขลา – อ.ม่วงงาม	7°21'11.07" น.	100°29'23.26" ต.อ.	45
13	จ.สุราษฎร์ธานี – อ.บ้านนา	8°51'49.89" น.	99°17'22.73" ต.อ.	45
14	จ.อุบลราชธานี – เขื่อนสิรินธร	15°12'13.87" น.	105°25'28.86" ต.อ.	45

3.2.2 ข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ข้อมูลลมตรวจวัดที่ได้จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานถูกคัดเลือก เพื่อทำการวิเคราะห์ทั้งสิ้น 12 สถานีจากสถานีตรวจวัดลมทั้งหมด ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

กรณี	สถานี	ละติจูด (องศา)	ลองจิจูด (องศา)	ความสูงเหนือพื้นดิน (ม.)
15	จ.พิษณุโลก – อ.บางระกำ	16°45'30.00" น.	100° 7'5.00" ต.อ.	40
16	จ.ชัยภูมิ – อ.บ้านเก่าดี	16° 3'17.82" น.	102° 3'34.64" ต.อ.	40
17	จ.สระแก้ว - บ้านคลองหว้า	13°30'18.37" น.	102°19'49.74" ต.อ.	40
18	จ.ชุมพร – บ้านปากคลอง	10°51'23.14" น.	99°25'51.37" ต.อ.	40
19	จ.สงขลา – บ้านปากบางสะกอม	6°56'47.36" น.	100°49'54.44" ต.อ.	40
20	จ.หนองคาย – อ.บึงกาฬ	18°21'25.32" น.	103°39'8.32" ต.อ.	40
21	จ.เชียงราย – อ.เชียงแสน	20°16'30.00" น.	100° 5'18.00" ต.อ.	40

ตารางที่ 3.2 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (ต่อ)

กรณี	สถานี	ละติจูด (องศา)	ลองจิจูด (องศา)	ความสูงเหนือพื้นดิน (ม.)
22	จ.สุพรรณบุรี – อ.ดอนเจดีย์	14°38'6.00" น.	100° 1'18.00" ต.อ.	40
23	จ.แม่ฮ่องสอน – อ.เมือง	18°44'13.31" น.	97°52'19.78" ต.อ.	40
24	จ.เชียงใหม่ – อ.แม่จัน	19° 7'19.00" น.	98°56'37.00" ต.อ.	40
25	จ.ร้อยเอ็ด – บ้านหนองหว้า	15°57'16.42" น.	103°58'25.28" ต.อ.	40
26	จ.อุดรธานี – บ้านโนนสำราญ	17°16'42.85" น.	103° 5'20.00" ต.อ.	40
27	จ.อุบลราชธานี – บ้านนาโพธิ์กลาง	15°33'29.94" น.	105°30'21.95" ต.อ.	40

3.2.3 ข้อมูลจากกรมอุตุนิยมวิทยา

กรมอุตุนิยมวิทยาได้ทำการตรวจวัดลมผิวพื้นทั้งสิ้น 120 สถานี สถานีที่ถูกคัดเลือกเพื่อทำการวิเคราะห์ทั้งสิ้น 12 สถานี ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 พิกัดภูมิศาสตร์ของสถานีตรวจวัดลม และระดับความสูงของจุดตรวจวัดลมของกรมอุตุนิยมวิทยา

กรณี	สถานี	ละติจูด (องศา)	ลองจิจูด (องศา)	ความสูงเหนือ
28	จ.ชัยภูมิ – ต.ในเมือง	15° 48'0.00" น.	102°2'0.00" ต.อ.	10
29	จ.จันทบุรี – ต.วัดใหม่	12°37'0.00" น.	102°6'48.00" ต.อ.	10
30	จ.เชียงใหม่ – ต.ม่อนปิ่น	19°55'53.00" น.	99° 2'54.00" ต.อ.	10
31	จ.ชลบุรี – ต.บ้านสวน	13°22'0.00" น.	100°59'0.00" ต.อ.	10
32	จ.นครราชสีมา – ต.เมือง	14°57'46.00" น.	102°4'36.00" ต.อ.	10
33	จ.นครศรีธรรมราช – ต.ปากพูน	8°32'16.00" น.	99°56'50.00" ต.อ.	10
34	จ.ระยอง – ต.ตะพง	12°37'56.00" น.	101°20'37.00" ต.อ.	10
35	จ.ตาก – ต.น้ำร้อน	16°52'42.00" น.	99°8'36.00" ต.อ.	10
36	จ.ตราด – ต.คลองใหญ่	11°46'0.00" น.	102°53'0.00" ต.อ.	10
37	จ.ตรัง – ต.โคกหล่อ	7°31'0.00" น.	99°37'0.00" ต.อ.	10
38	จ.สตูล – ต.คลองขุด	6°39'0.00" น.	100°39'0.00" ต.อ.	10
39	จ.อุบลราชธานี – ต.ท่าช้าง	15°23'33.00" น.	105°3'33.00" ต.อ.	10

3.3 ผลการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือของเส้นกราฟสถิติของไวบูลล์

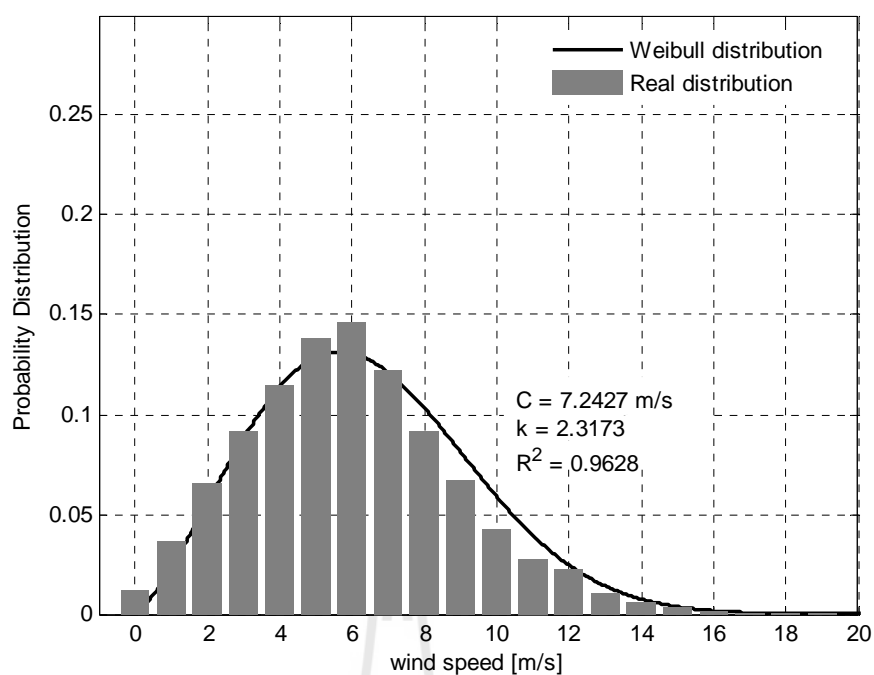
เมื่อนำข้อมูลลงในแต่ละพื้นที่มาคำนวณหาความน่าจะเป็นด้วยสมการ 2.47 และนำความเร็วลมตรวจวัดมาคำนวณหาความถี่ของแต่ละช่วงความเร็วลมด้วยสมการ 2.53 จะได้แผนภูมิแท่งของการแจกแจงความถี่ความเร็วลม และเส้นกราฟแสดงการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ ดังรูปที่ 3.1 – 3.39 จากแผนภูมิรูปภาพจะทำให้เห็นถึงความสอดคล้องและไม่สอดคล้องระหว่างข้อมูลลมตรวจวัดจริง กับเส้นกราฟสถิติ สำหรับตัวแปรที่บ่งชี้ความสอดคล้องของข้อมูลทั้งสองส่วน คือ R^2 ซึ่งแสดงไว้ในตารางที่ 3.4 – 3.6 คำนวณได้จากสมการ 2.56

3.3.1 ข้อมูลลมจากสถานีตรวจวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

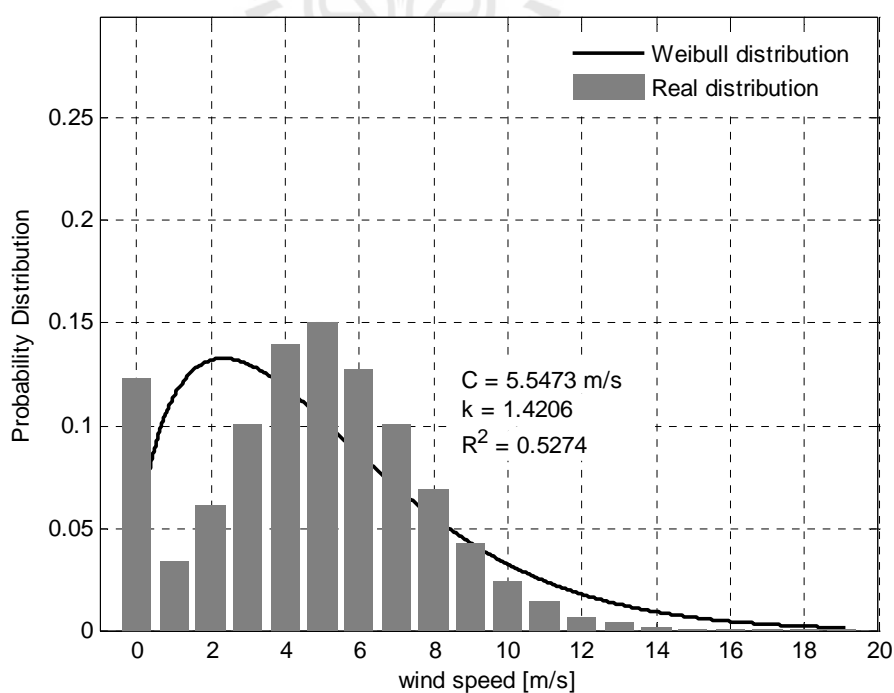
จากตารางที่ 3.4 แสดงค่าตัวแปรทางสถิติของไวบูลล์ จากข้อมูลลมตรวจวัดที่ได้จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พบว่าค่า R^2 สูงสุดจะเกิดขึ้นกับข้อมูลลมของสถานีตรวจวัดลม เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.9628 หากพิจารณารูปที่ 3.1 จะเห็นว่าเส้นกราฟแสดงการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์สอดคล้องกันเป็นอย่างดีกับการแจกแจงความถี่ของข้อมูลลมตรวจวัด และในทางกลับกันค่า R^2 ต่ำสุด จะเกิดขึ้นกับข้อมูลลมของสถานีวัดลม อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.5274 หากพิจารณาเส้นกราฟการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ จากรูปที่ 3.2 จะพบว่าช่วงที่ความเร็วลมต่ำ เส้นกราฟจะทำนายความถี่ของความเร็วลมได้สูงเกินกว่าความเป็นจริง เช่นเดียวกันกับที่ความเร็วลมสูง

ตารางที่ 3.4 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลม ณ สถานีวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

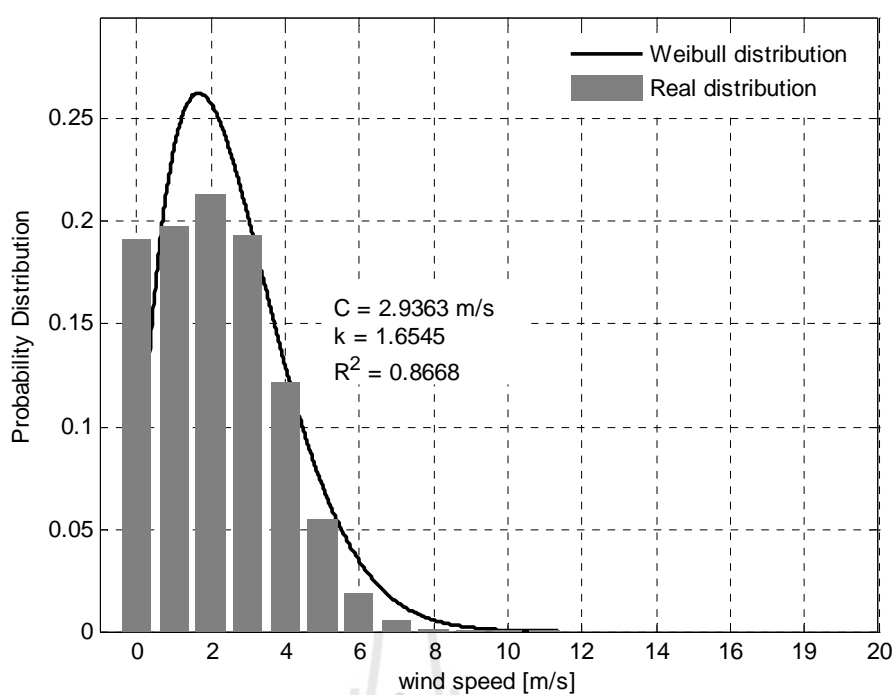
กรณี	สถานี	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R^2
1	จ.นครราชสีมา – เขื่อนลำตะคอง	7.2427	2.3173	8.6374	6.417	9.47	0.9628
2	จ.ชลบุรี – อ.อ่าวไผ่	5.5473	1.4206	12.9723	5.0446	10.3	0.5274
3	จ.ลำปาง – อ.แม่เมาะ	2.9363	1.6545	2.6541	2.6251	4.74	0.8668
4	จ.มุกดาหาร – มุกดาหาร	4.2148	1.7242	5.0438	3.7571	6.59	0.8228
5	จ.นครศรีธรรมราช – อ.กะทูน	3.0362	1.1413	6.4684	2.896	7.37	0.9332
6	จ.นครศรีธรรมราช – อ.หน้าสะตอ	5.4978	1.9827	6.5909	4.8732	7.82	0.9152
7	จ.เพชรบูรณ์ – อ.เขาค้อ	6.9867	2.2089	8.7513	6.1877	9.35	0.9511
8	จ.ภูเก็ต – ทำจัตไรชัย	6.6295	1.9433	9.9463	5.8789	9.54	0.9581
9	จ.ประจวบคีรีขันธ์ – อ.ทับสะแก	3.9405	1.6577	4.7623	3.5223	6.35	0.8774
10	จ.สกลนคร – เขื่อนน้ำพุง	4.2147	1.7701	4.7939	3.7513	6.46	0.8452
11	จ.สงขลา – อ.จะนะ	3.8822	1.3964	6.5949	3.5398	7.34	0.8928
12	จ.สงขลา – ม่วงงาม	5.2515	1.7151	7.9108	4.6829	8.24	0.8207
13	จ.สุราษฎร์ธานี – บ้านนา	4.4124	1.4709	7.6212	3.9931	7.91	0.7041
14	จ.อุบลราชธานี – เขื่อนสิรินธร	4.0096	1.8358	4.0475	3.5625	5.99	0.8833



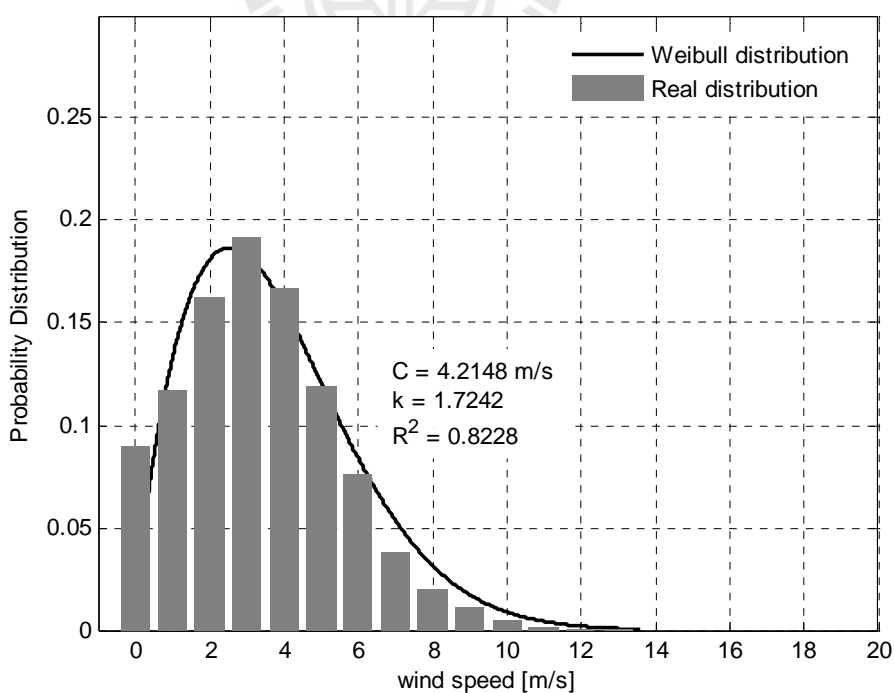
รูปที่ 3.1 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา



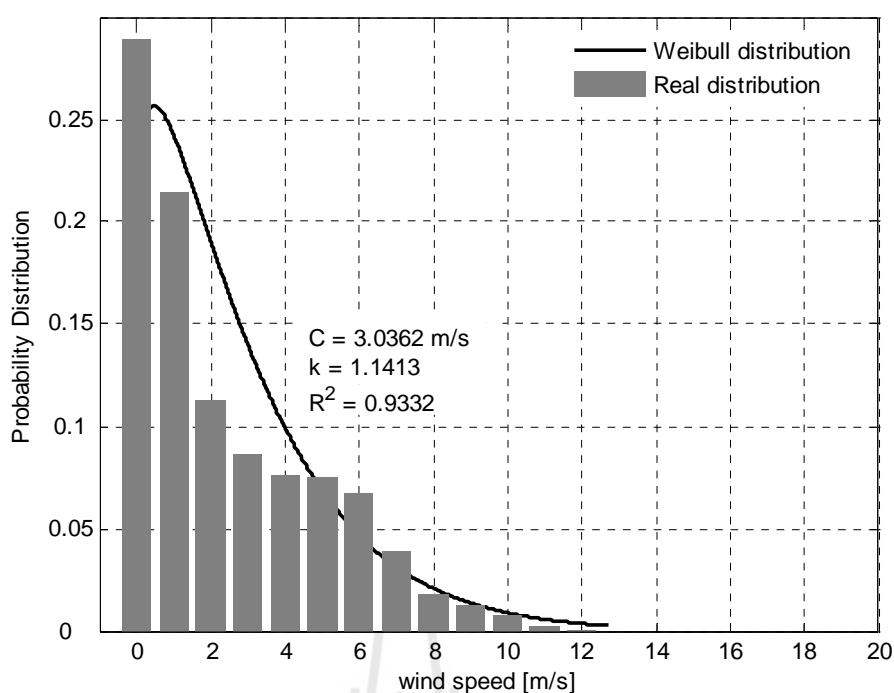
รูปที่ 3.2 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.อ่าวไข่ จ.ชลบุรี



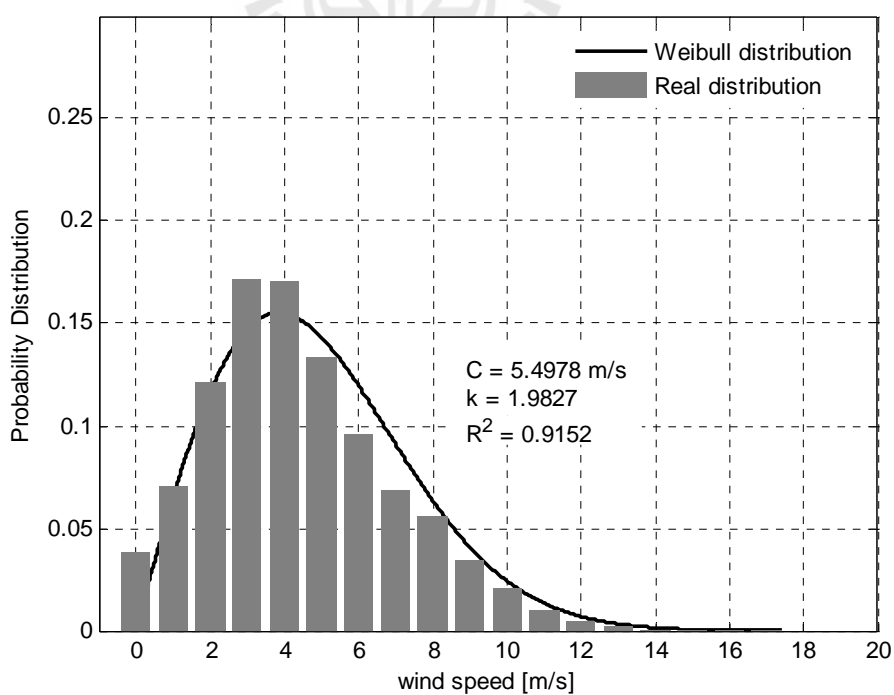
รูปที่ 3.3 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.แม่เมะ จ.ลำปาง



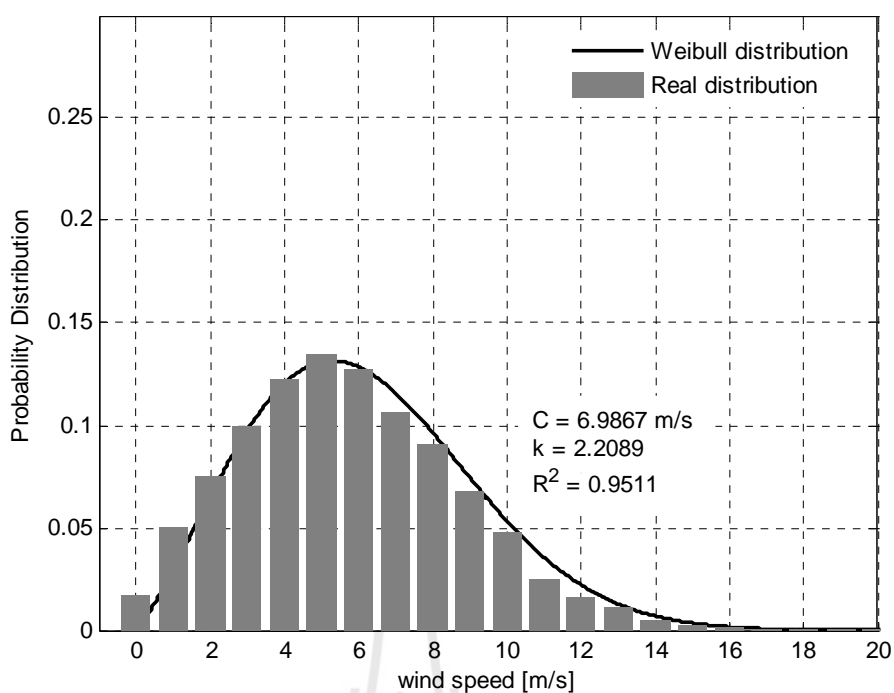
รูปที่ 3.4 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.เมือง จ.มุกดาหาร



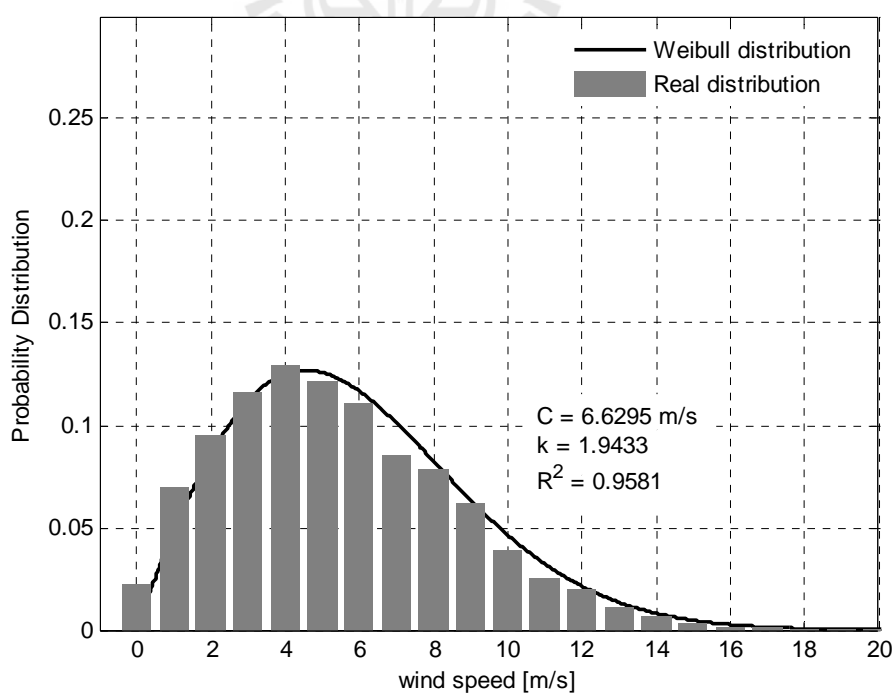
รูปที่ 3.5 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช



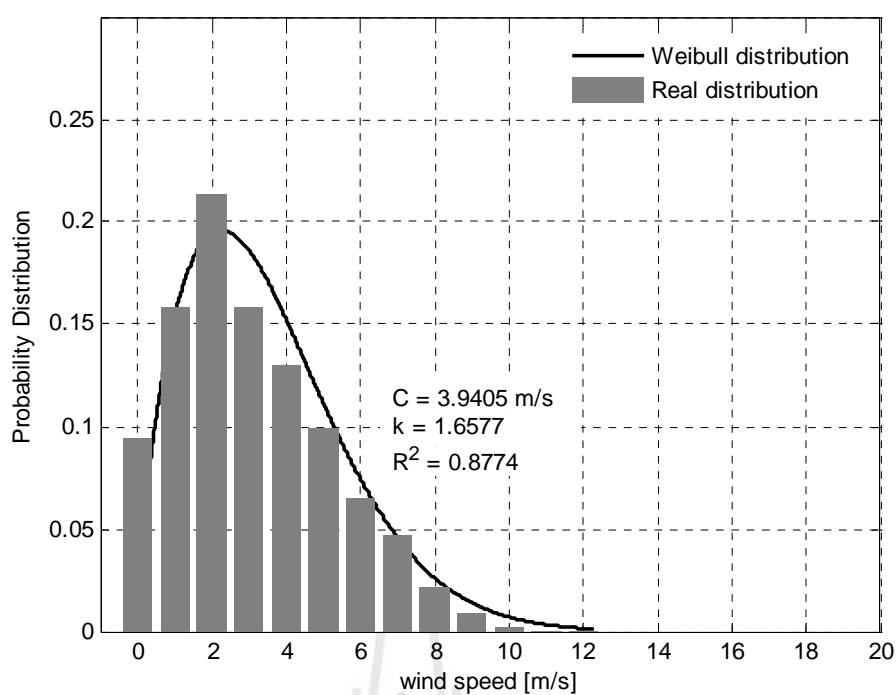
รูปที่ 3.6 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.หน้าสะตน จ.นครศรีธรรมราช



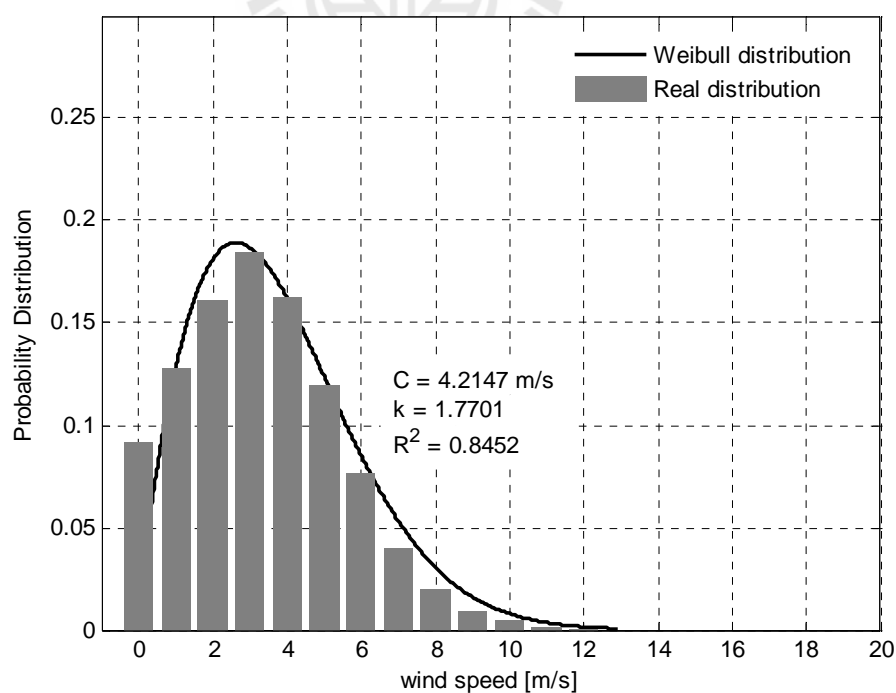
รูปที่ 3.7 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์



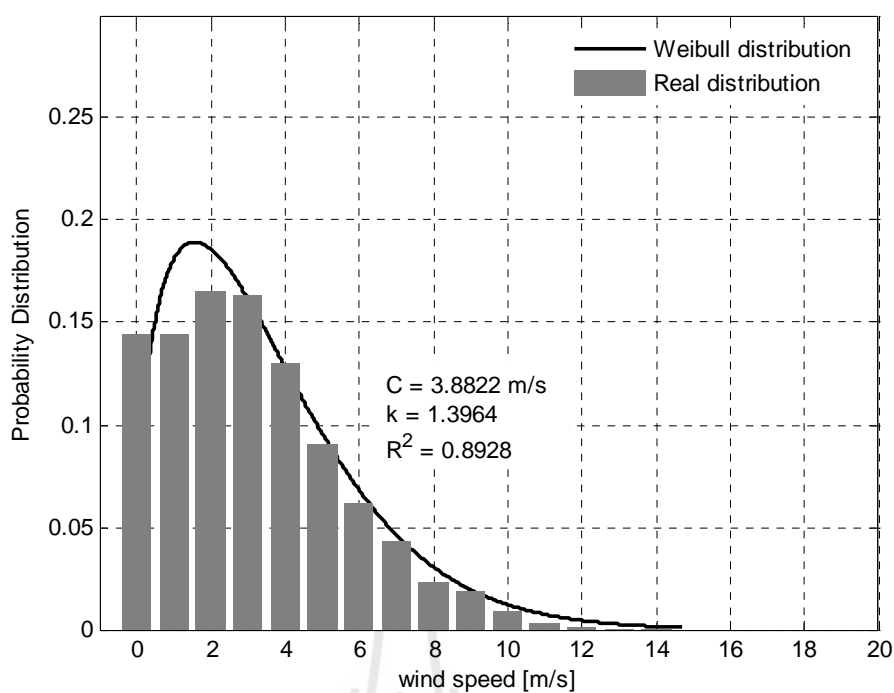
รูปที่ 3.8 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ท่าจักรชัย จ.ภูเก็ต



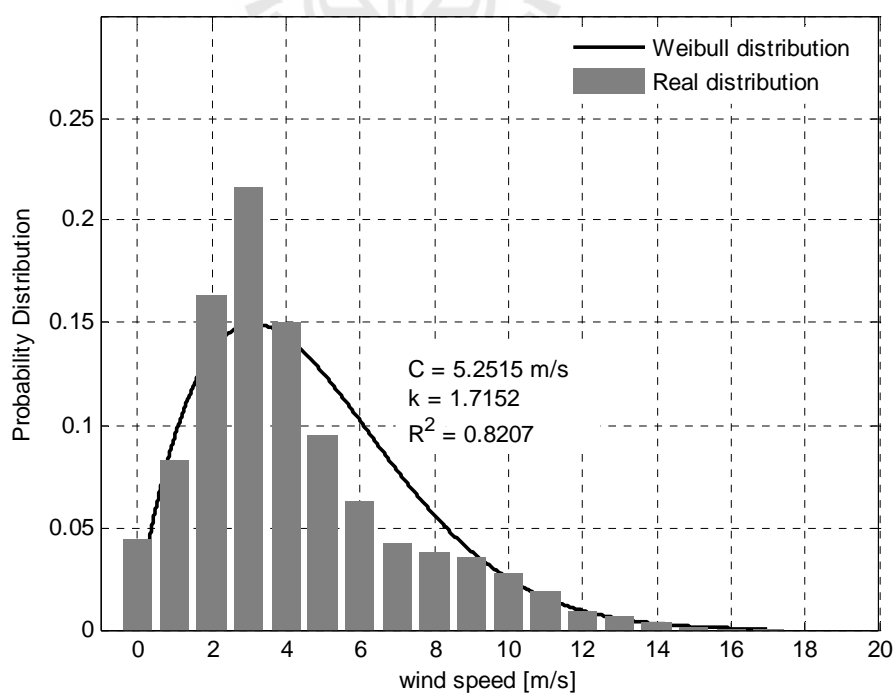
รูปที่ 3.9 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์



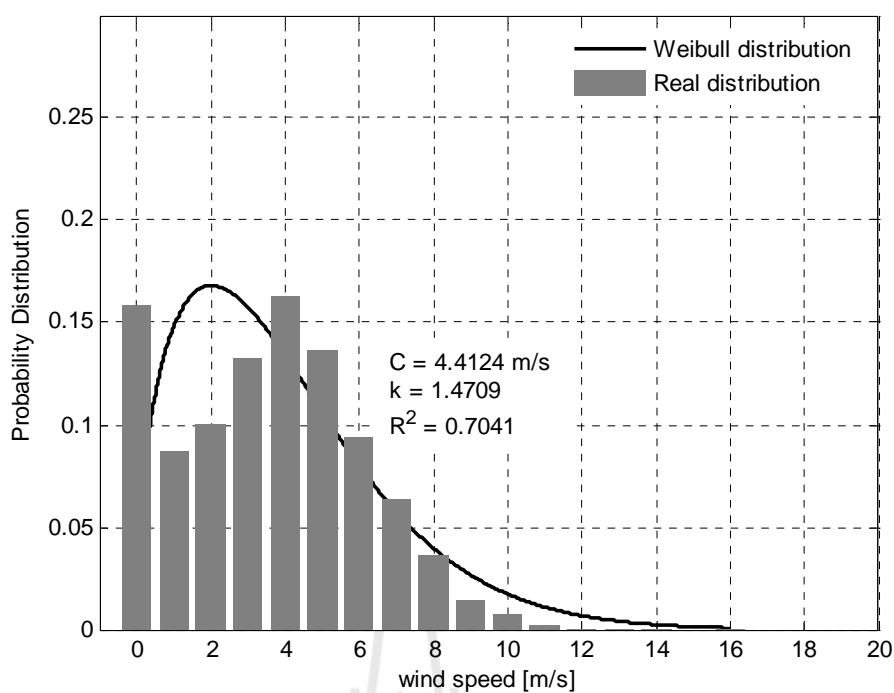
รูปที่ 3.10 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร



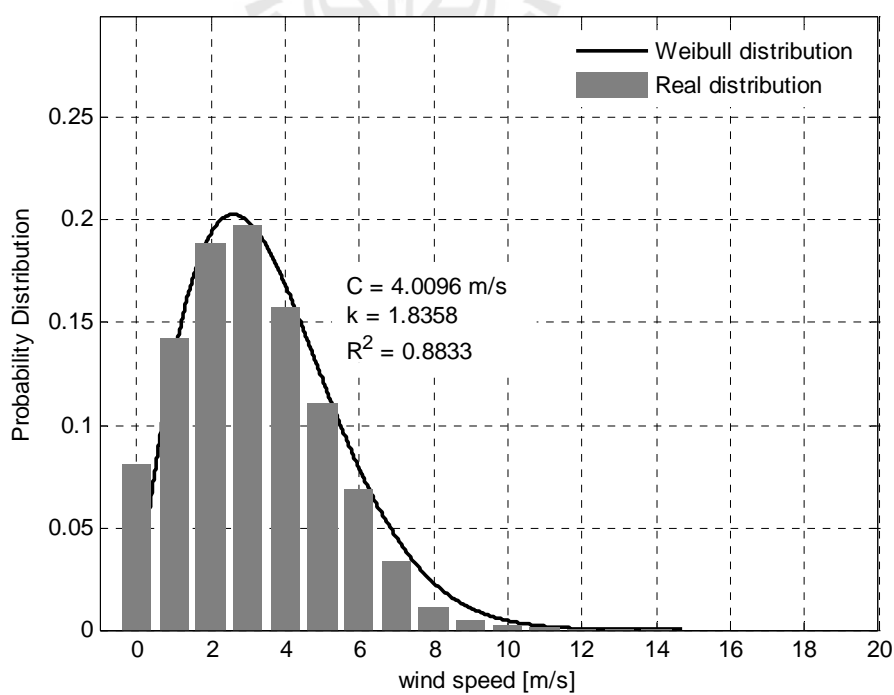
รูปที่ 3.11 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.จะนะ จ.สงขลา



รูปที่ 3.12 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.ม่วงงาม จ.สงขลา



รูปที่ 3.13 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี



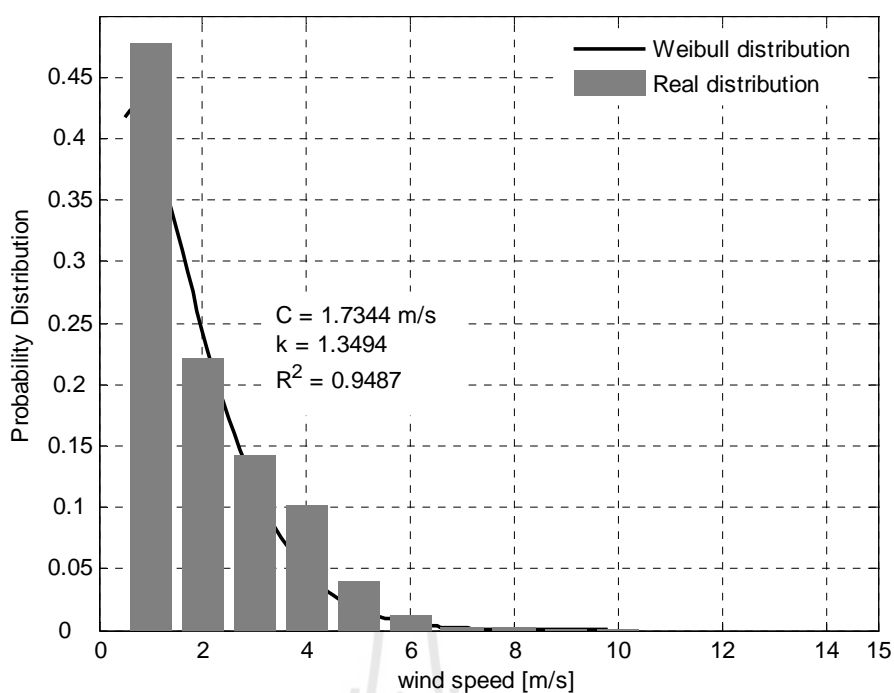
รูปที่ 3.14 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

3.3.2 ข้อมูลจากสถานีตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและ อนุรักษ์พลังงาน

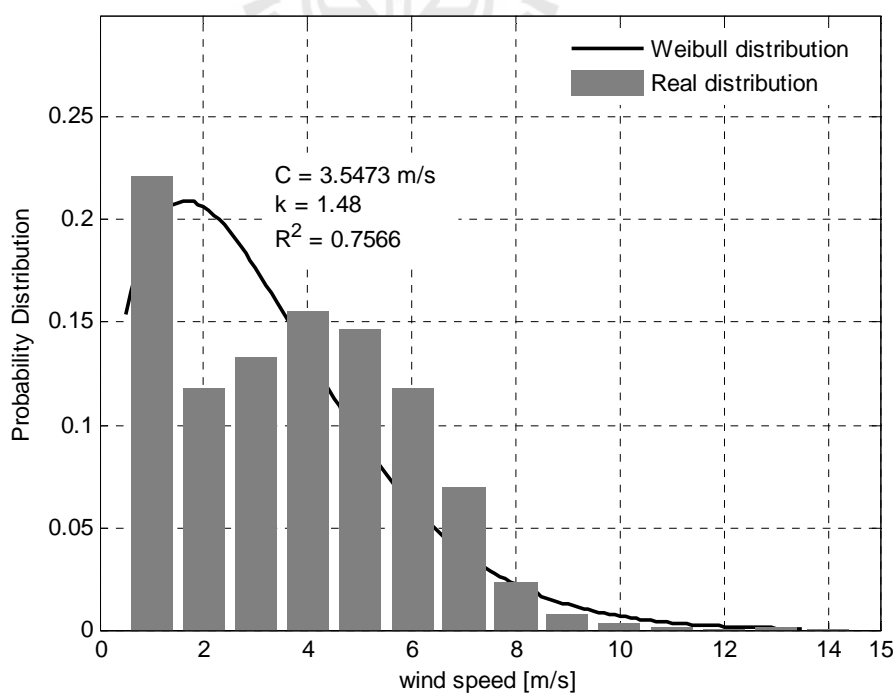
จากตารางที่ 3.5 แสดงค่าตัวแปรทางสถิติของไวบูลล์ จากข้อมูลลมตรวจวัดที่ได้จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พบว่าค่า R^2 สูงสุดจะเกิดขึ้นกับข้อมูลลมของสถานีตรวจวัดลม อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.9487 และในทางกลับกันค่า R^2 ต่ำสุดจะเกิดขึ้นกับข้อมูลลมของสถานีวัดลม อ.คอนเจดีย์ จ.สุพรรณบุรี ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.1181 ถือว่าเป็นค่าที่ต่ำมาก และจากรูปที่ 3.15 – 3.27 แสดงให้เห็นว่าเส้นกราฟแสดงการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์มีความแม่นยำต่ำเมื่อใช้ทำนายศักยภาพความเร็วลมในบริเวณนี้

ตารางที่ 3.5 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลม ณ จุดตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

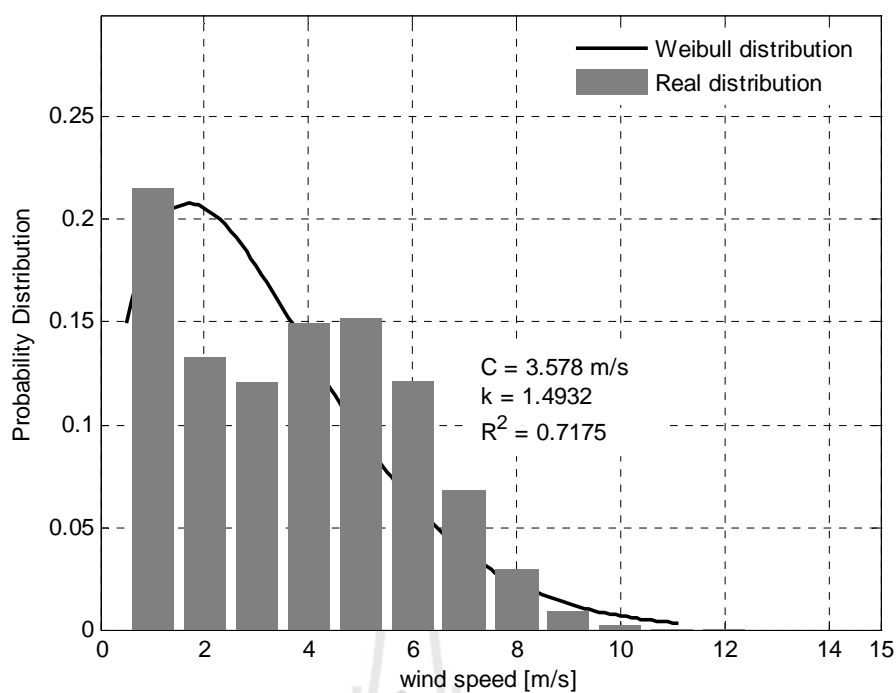
กรณี	สถานี	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{V^3}$	R^2
15	จ.พิษณุโลก – อ.บางระกำ	1.7344	1.3494	1.4194	1.5906	3.4	0.9487
16	จ.ชัยภูมิ - บ้านเก่าดี	3.5473	1.48	4.8624	3.2077	6.3	0.7566
17	จ.สระแก้ว - บ้านคลองหว่า	3.578	1.4932	4.8553	3.2318	6.3	0.7175
18	จ.ชุมพร - บ้านปากคลอง	4.4949	1.9055	4.7424	3.9882	6.6	0.5916
19	จ.สงขลา - บ้านปากบางสะกอม	3.7394	1.4441	5.6913	3.3925	6.8	0.7378
20	จ.หนองคาย – อ.บึงกาฬ	2.4608	1.2851	3.1917	2.2781	5.1	0.9343
21	จ.เชียงราย – อ.เชียงแสน	1.3029	1.2296	0.9921	1.2182	2.9	0.8679
22	จ.สุพรรณบุรี - อ.คอนเจดีย์	3.425	2.4117	1.8006	3.0365	4.4	0.1181
23	จ.แม่ฮ่องสอน – อ.เมือง	1.1408	1.22	0.775	1.0686	2.5	0.8181
24	จ.เชียงใหม่ – อ.แม่ป๋	1.109	1.254	0.6862	1.0322	2.4	0.8099
25	จ.ร้อยเอ็ด - บ้านหนองหว่า	4.1364	2.3093	2.8346	3.6647	5.4	0.7916
26	จ.อุดรธานี - บ้านโนนสำราญ	3.6302	1.9873	2.8613	3.2176	5.2	0.7084
27	จ.อุบลราชธานี - บ้านนาโพธิ์กลาง	2.8221	1.5362	2.8477	2.5406	4.9	0.8739



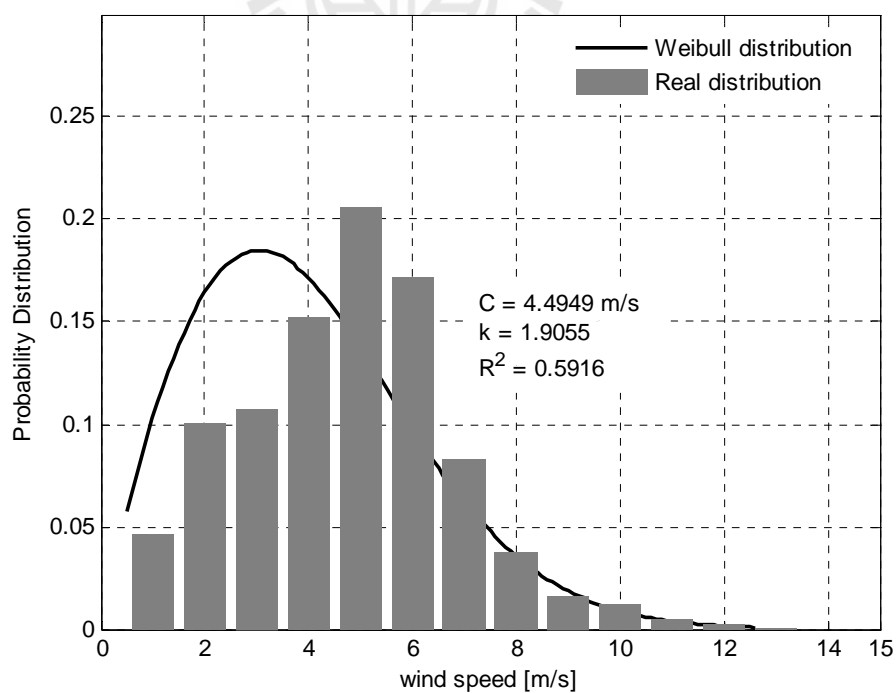
รูปที่ 3.15 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก



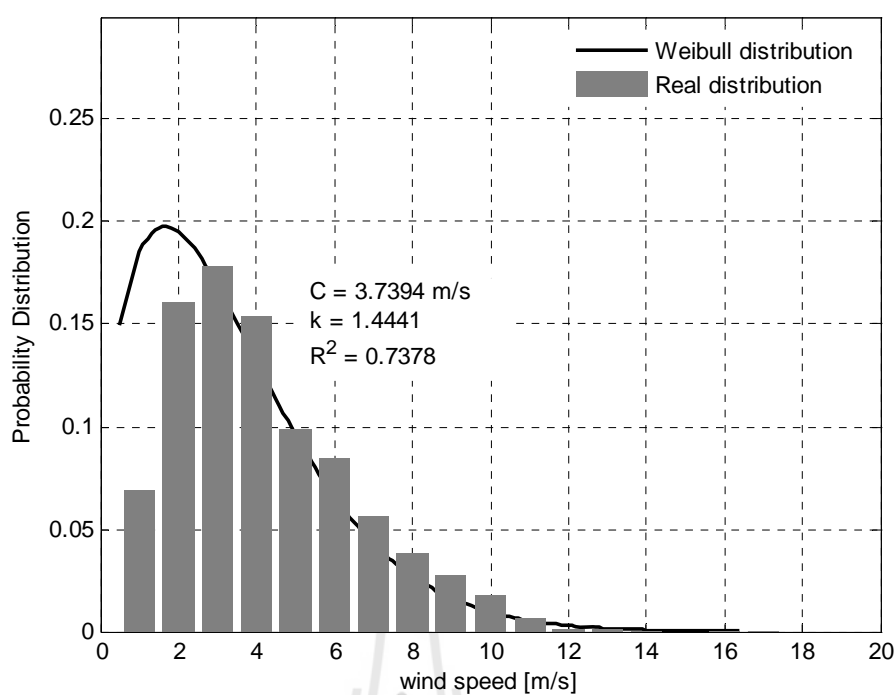
รูปที่ 3.16 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.แก่งค้อ จ.ชัยภูมิ



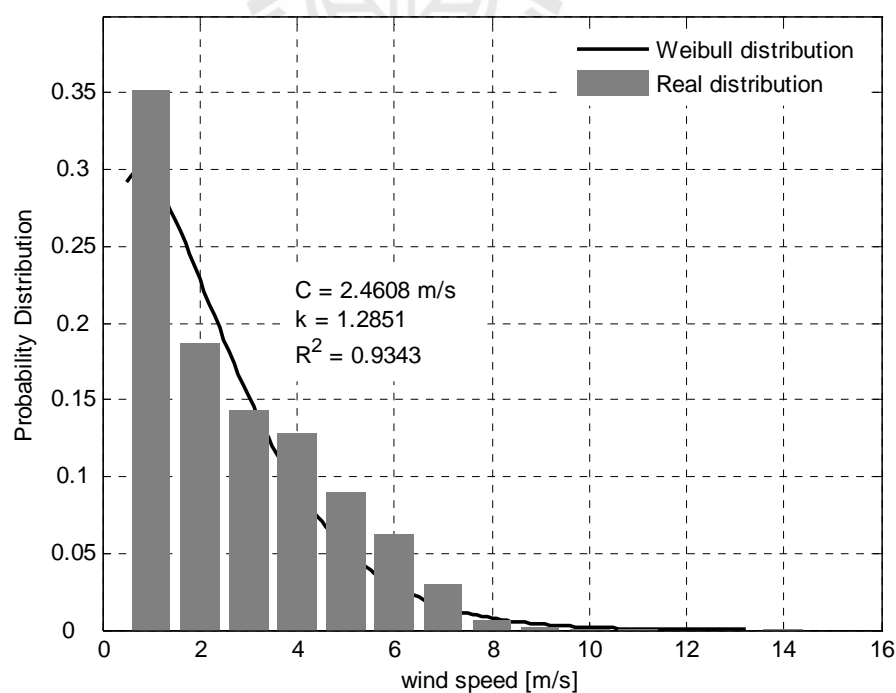
รูปที่ 3.17 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านคลองหว้า จ.สระแก้ว



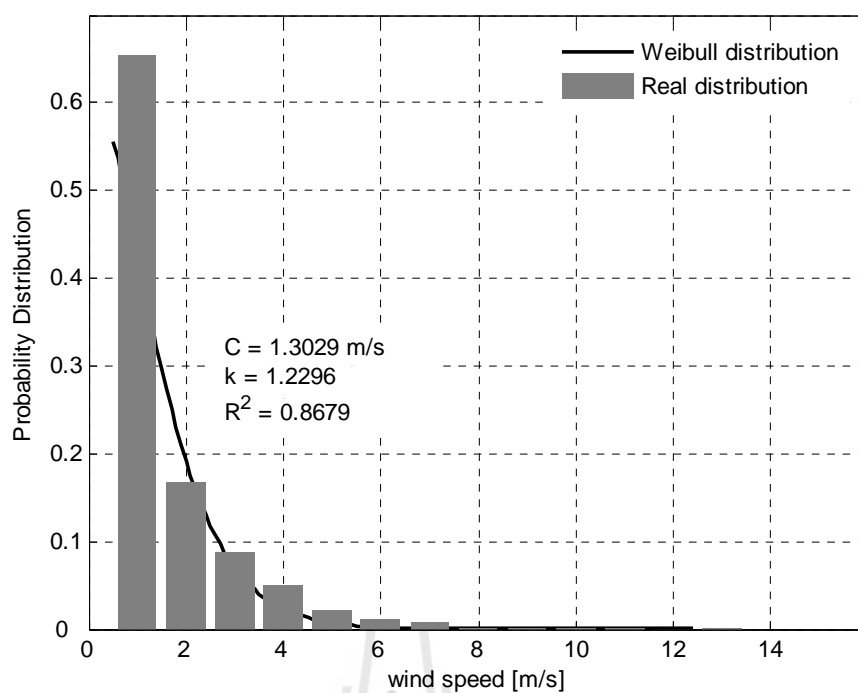
รูปที่ 3.18 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านปากคลอง จ.ชุมพร



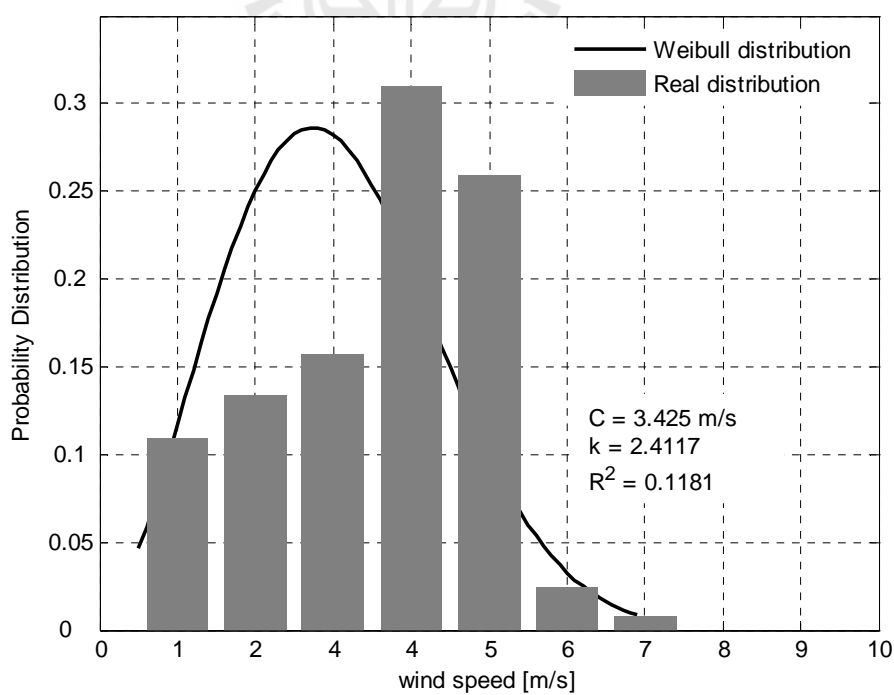
รูปที่ 3.19 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม บ้านปากบางสะกอม จ.สงขลา



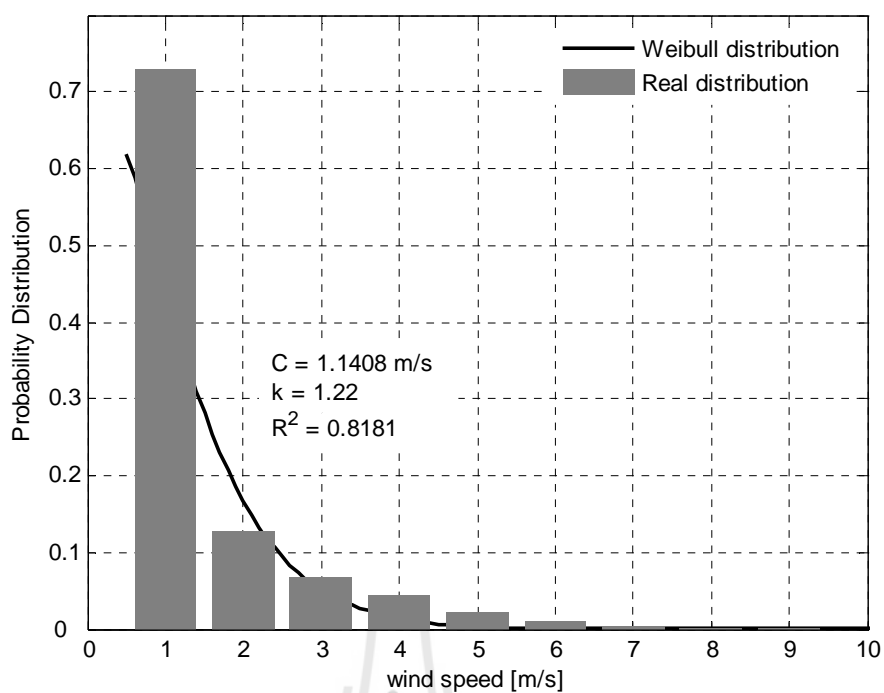
รูปที่ 3.20 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม อ.บึงกาฬ จ.หนองคาย



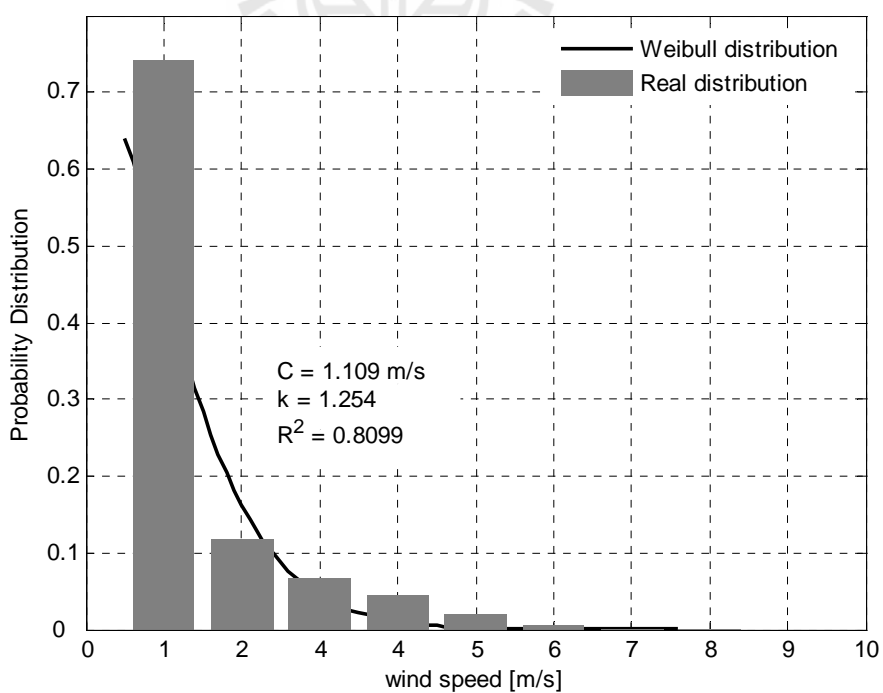
รูปที่ 3.21 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม เชียงแสน จ.เชียงราย



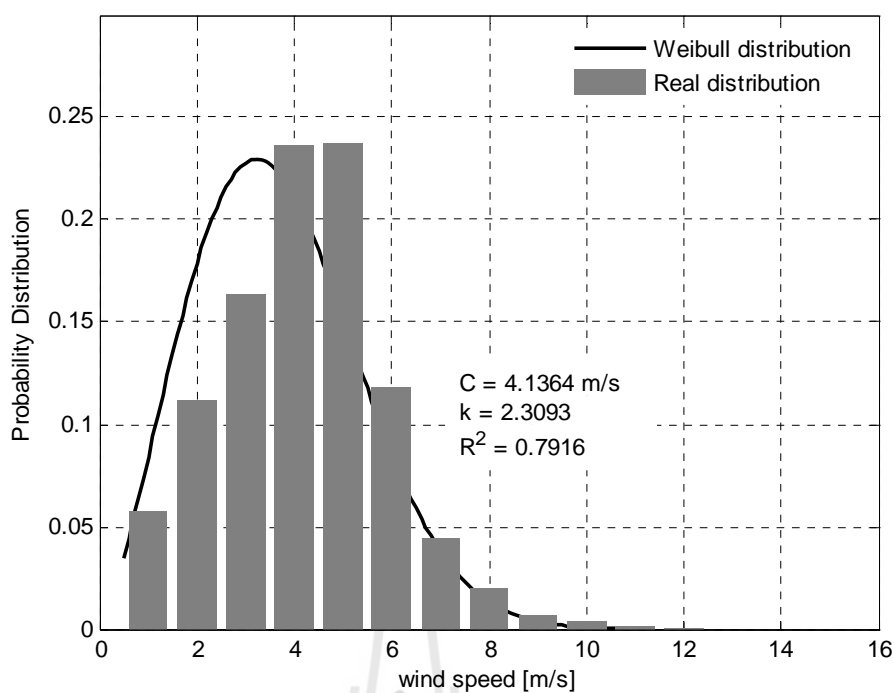
รูปที่ 3.22 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.คอนเจดีย์ จ. สุพรรณบุรี



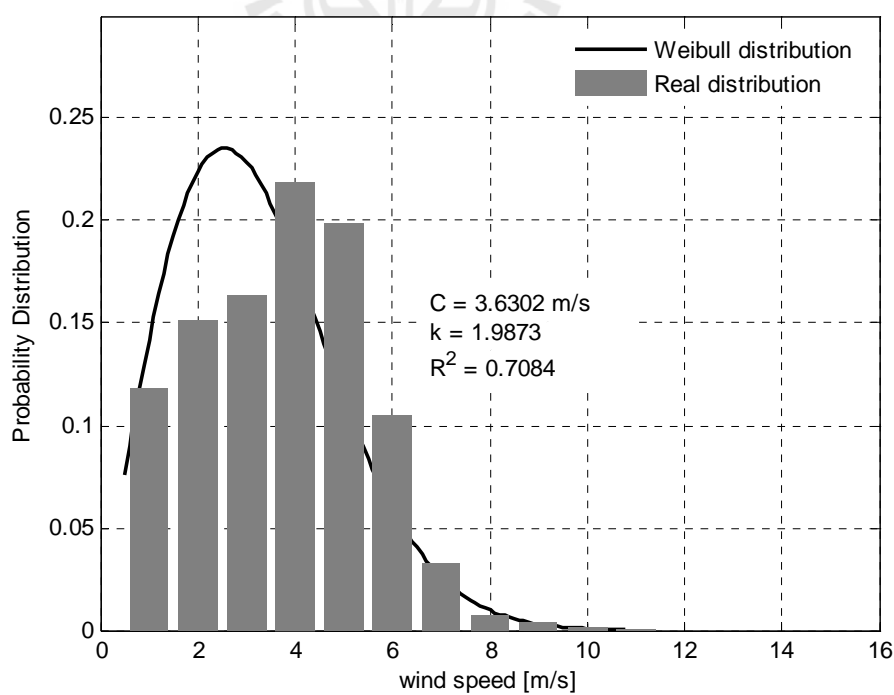
รูปที่ 3.23 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน



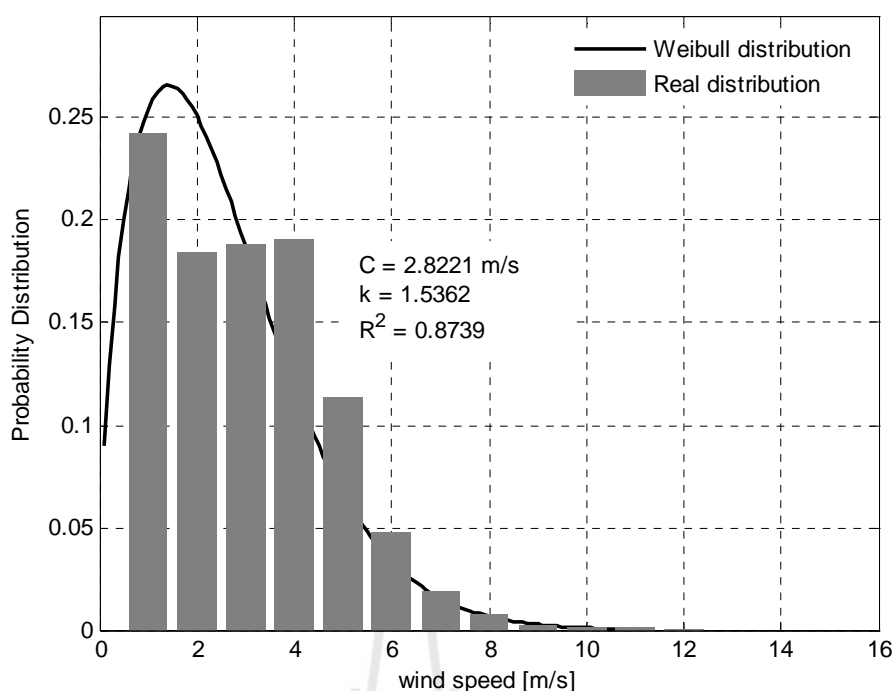
รูปที่ 3.24 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม แม่แตง จ.เชียงใหม่



รูปที่ 3.25 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านหนองหว้า จ.ร้อยเอ็ด



รูปที่ 3.26 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านโนนสำราญ จ.อุดรธานี



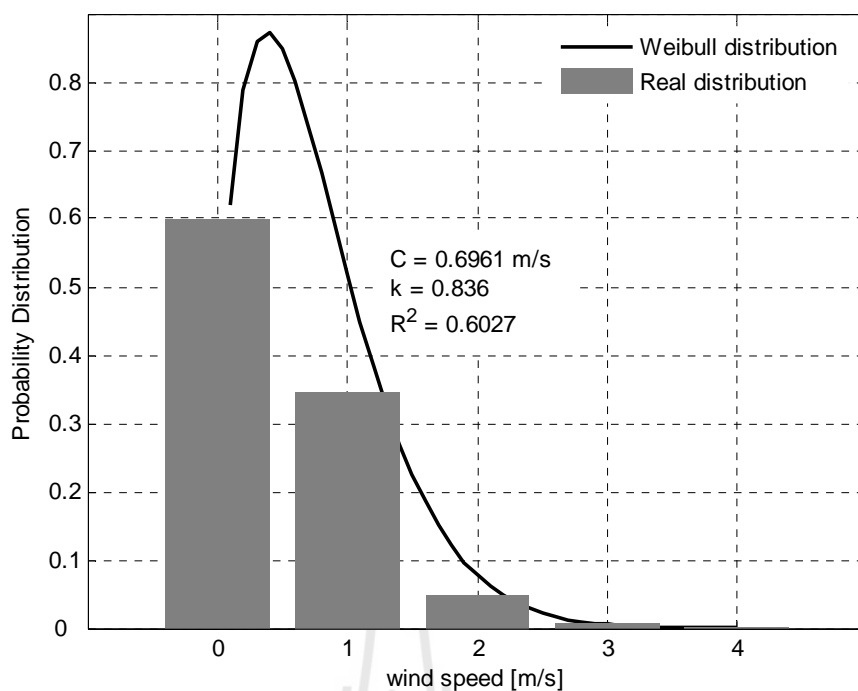
รูปที่ 3.27 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม บ้านนาโพธิ์กลาง จ. อุบลราชธานี

3.3.3 ข้อมูลลมจากสถานีตรวจวัดลมของกรมอุตุนิยมวิทยา

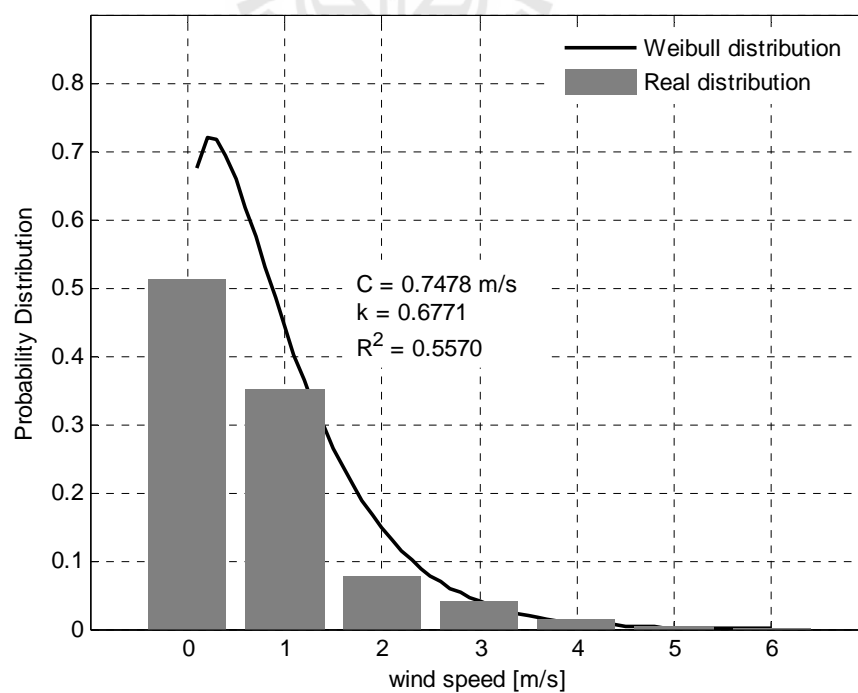
จากตารางที่ 3.6 แสดงค่าตัวแปรทางสถิติของไวบูลล์ จากข้อมูลลมตรวจวัดที่ได้จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พบว่าค่า R^2 สูงสุดจะเกิดขึ้นกับข้อมูลลมของสถานีตรวจวัดลม ต.มอนปน จ.เชียงใหม่ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.7303 และในทางกลับกันค่า R^2 ต่ำสุดจะเกิดขึ้นกับข้อมูลลมของสถานีตรวจวัดลม ต.น้ำร้อน จ.ตาก ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.3311 หากพิจารณาจากรูปที่ 3.28 – 3.39 จะเห็นได้ว่าโดยส่วนใหญ่เส้นกราฟการแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ทำนายความน่าจะเป็นของความเร็วลมได้เกินจริงไปมาก โดยเฉพาะในช่วงความเร็วลมต่ำ ซึ่งสอดคล้องกับค่า R^2 ที่คำนวณได้มีค่าปานกลางถึงค่อนข้างต่ำ

ตารางที่ 3.6 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลม ณ จุดตรวจวัดลมของกรมอุตุนิยมวิทยา

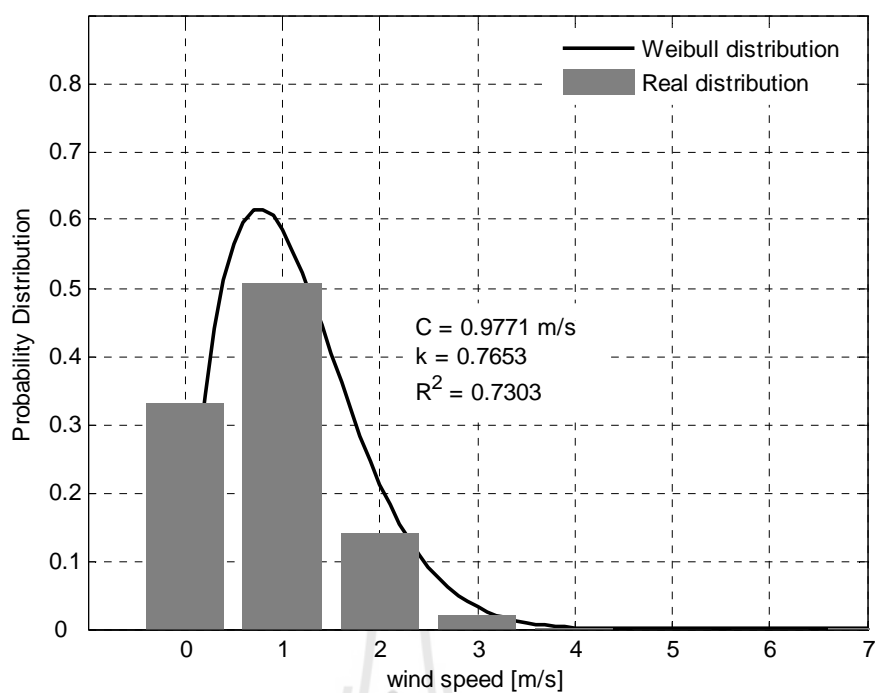
กรณี	สถานี	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
28	จ.ชัยภูมิ - ต.ในเมือง	0.6961	0.836	0.847	0.7654	3.0	0.6027
29	จ.จันทบุรี - ต.วัดใหม่	0.7478	0.6771	2.2107	0.9782	5.7	0.5575
30	จ.เชียงใหม่ - ต.ม่อนปิ่น	0.9774	0.7653	2.2941	1.1449	5.2	0.7303
31	จ.ชลบุรี - ต.บ้านสวน	0.7	0.7736	1.1303	0.8131	3.6	0.5577
32	จ.นครราชสีมา - ต.ในเมือง	0.9766	0.7913	2.0236	1.1153	4.8	0.7047
33	จ.นครศรีธรรมราช - ต.ปากพูน	0.5286	0.6409	1.4163	0.7338	4.8	0.3590
34	จ.ระยอง - ต.ตะพง	0.9653	0.7372	2.5853	1.166	5.7	0.6715
35	จ.ตาก - ต.น้ำร้อน	0.4714	0.6519	1.0406	0.6419	4.1	0.3311
36	จ.ตราด - ต.คลองใหญ่	0.7183	0.6341	2.7503	1.0094	6.8	0.4863
37	จ.ตรัง - ต.โคกหล่อ	1.2994	1.138	1.1934	1.2404	3.2	0.4611
38	จ.สตูล - ต.คลองขุด	0.8408	0.6264	3.9946	1.1987	8.3	0.6036
39	จ.อุบลราชธานี - ต.ท่าซาง	1.9418	1.2597	2.0816	1.8054	4.1	0.4886



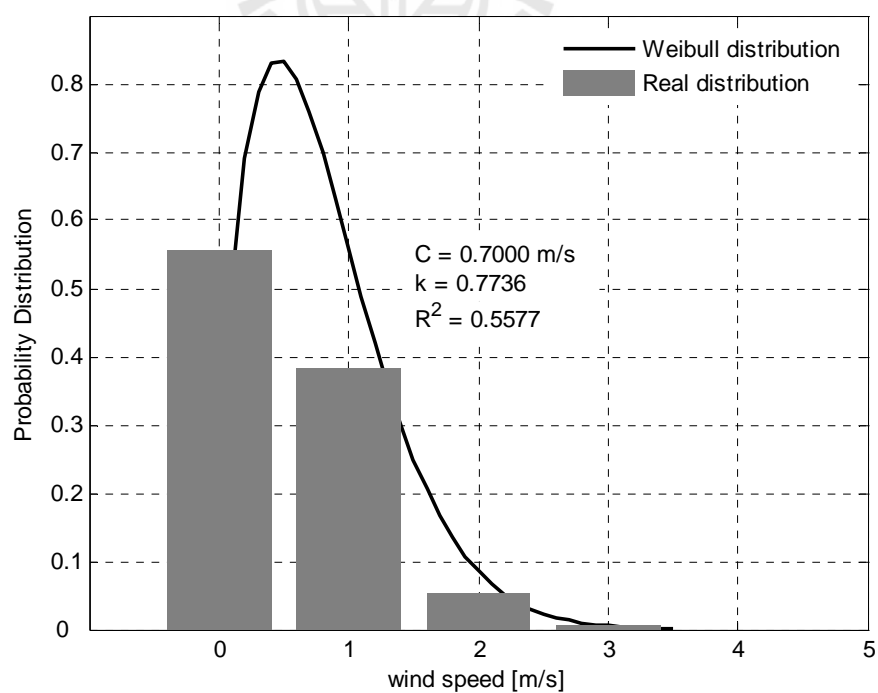
รูปที่ 3.28 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ในเมือง จ.ชัยภูมิ



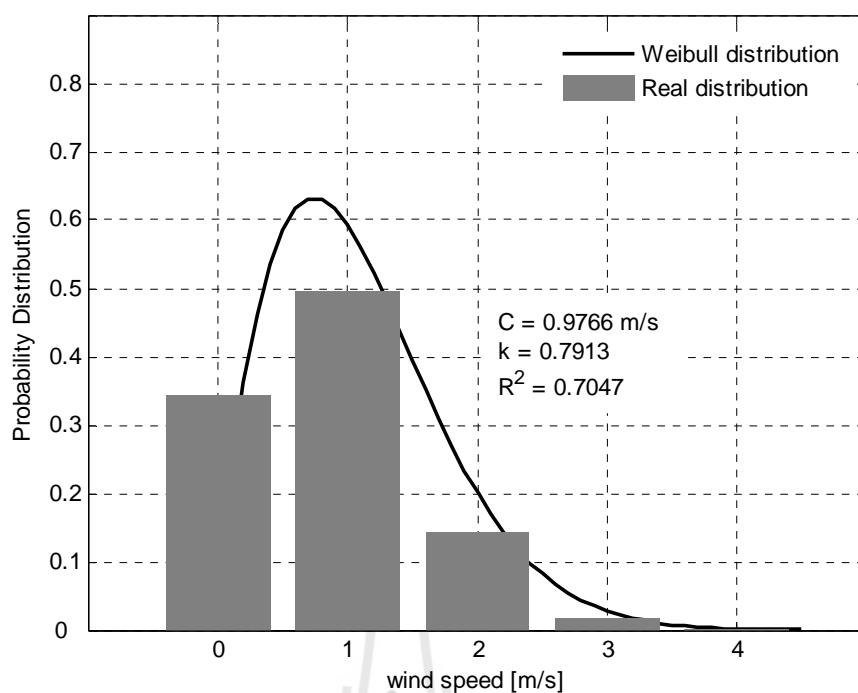
รูปที่ 3.29 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.วัดใหม่ จ.จันทบุรี



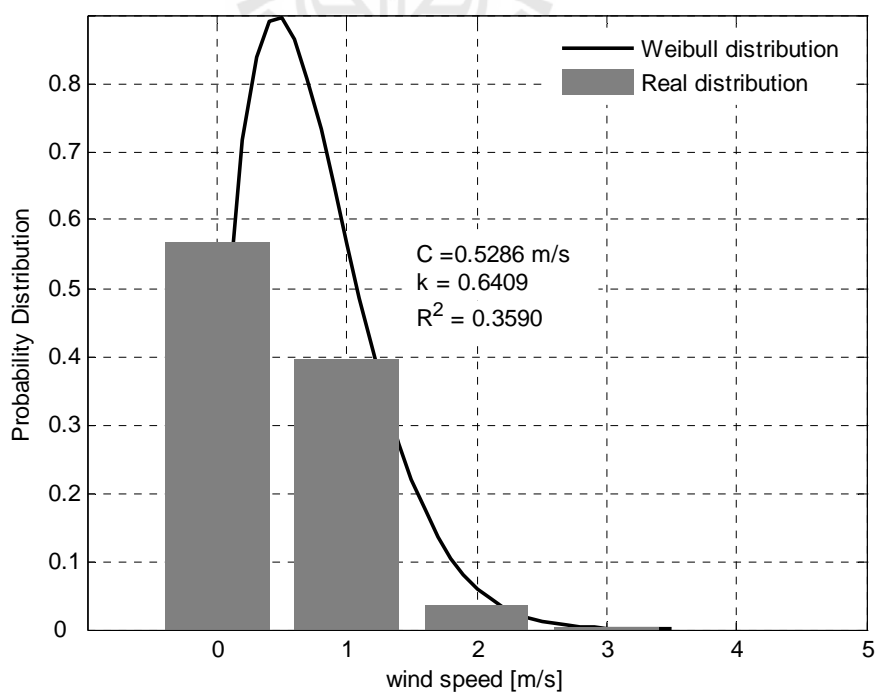
รูปที่ 3.30 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.มอนปน จ.เชียงใหม่



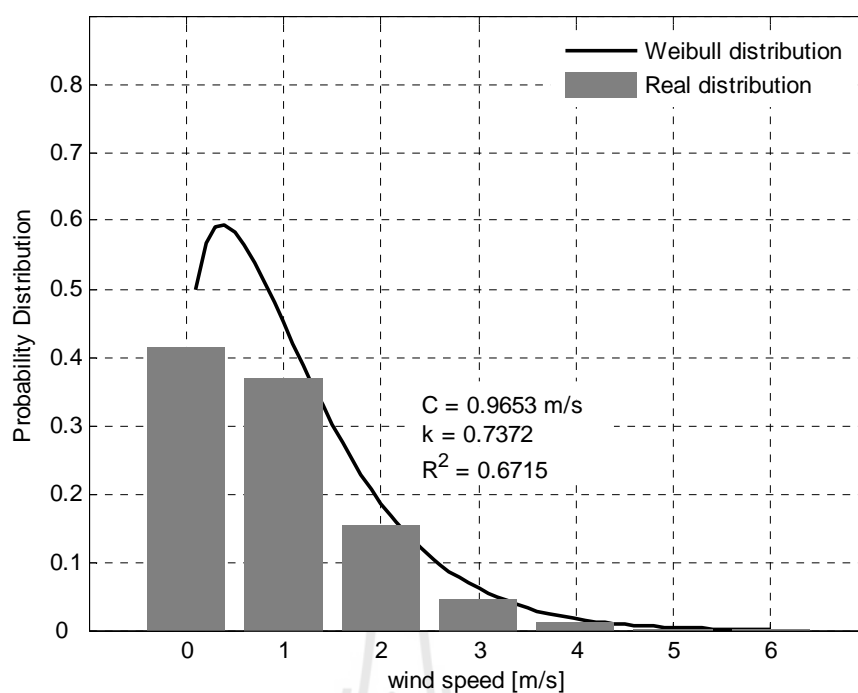
รูปที่ 3.31 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.บ้านสวน จ.ชลบุรี



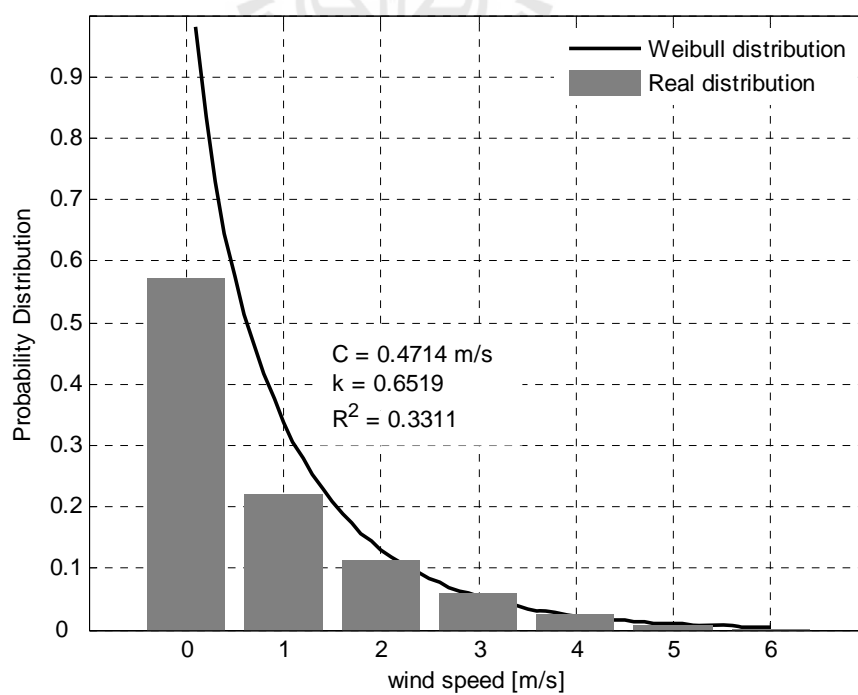
รูปที่ 3.32 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ในเมือง จ.นครราชสีมา



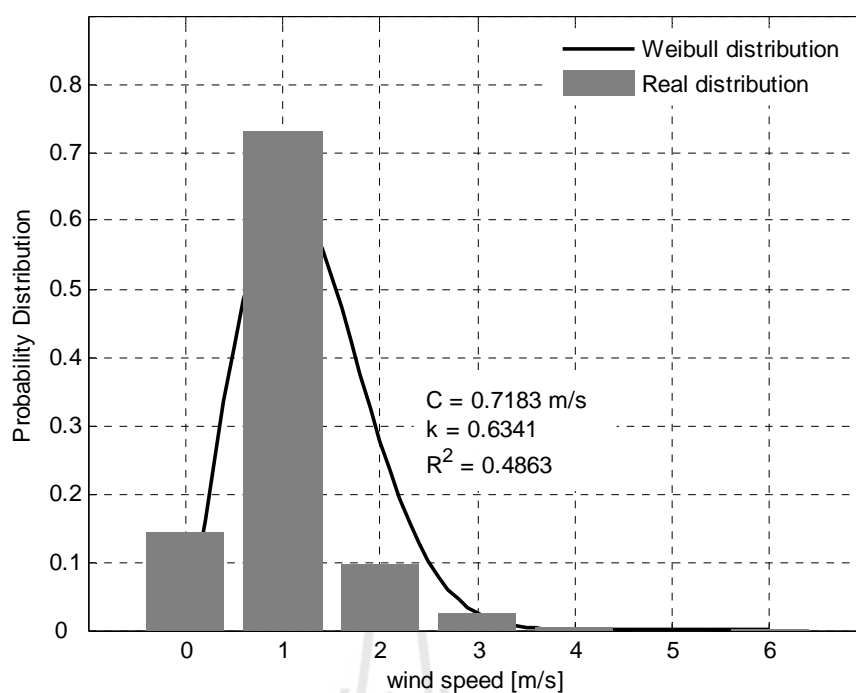
รูปที่ 3.33 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.ปากพูน จ.นครศรีธรรมราช



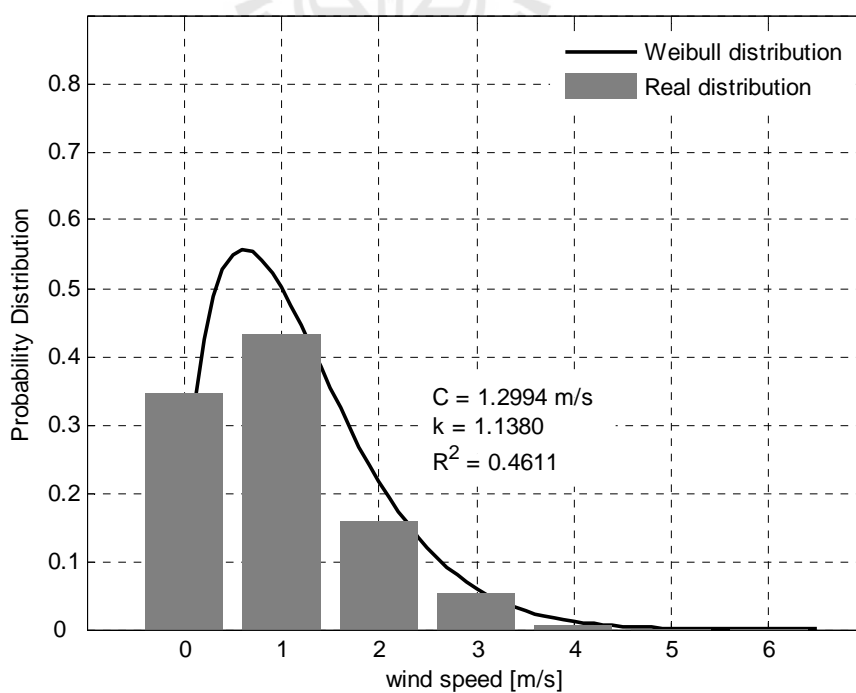
รูปที่ 3.34 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม ต.ตะพง จ.ระยอง



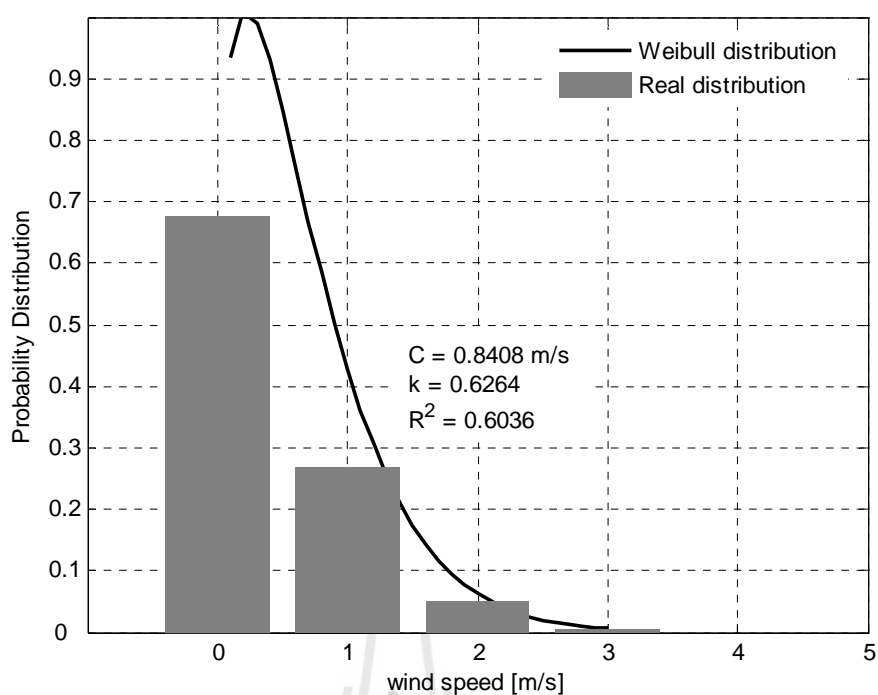
รูปที่ 3.35 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม ต.น้ำร้อน จ.ตาก



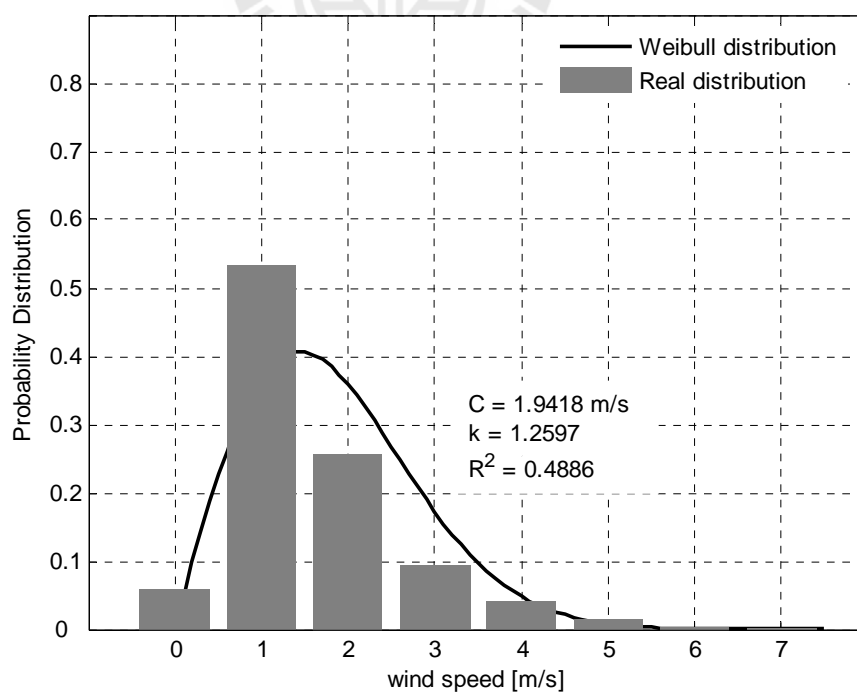
รูปที่ 3.36 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.คลองใหญ่ จ.ตราด



รูปที่ 3.37 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม ต.โคกหล่อ จ.ตรัง



รูปที่ 3.38 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม ต.คลองขุด จ.สตูล



รูปที่ 3.39 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด
ณ สถานีวัดลม ต.ทาชาง จ.อุบลราชธานี

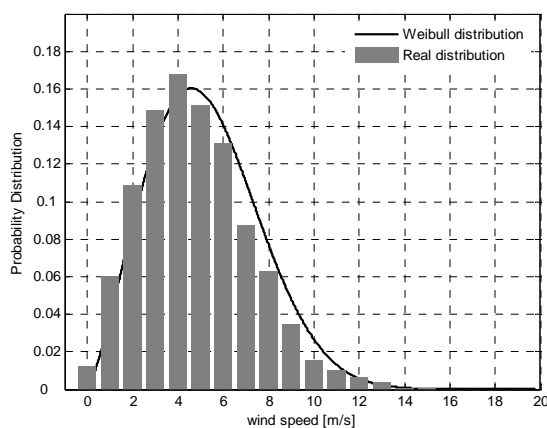
3.4 การวิเคราะห์สถิติตามฤดูกาล

โดยทั่วไปการประเมินศักยภาพพลังงานลมนิยมวิเคราะห์ด้วย Weibull distribution function ในรูปเส้นกราฟการแจกแจงความถี่ความเร็วลมตลอดทั้งปี ซึ่งความน่าเชื่อถือของเส้นกราฟทางสถิตินี้ ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยดังที่กล่าวมาข้างต้น หนึ่งในปัจจัยสำคัญคือ อิทธิพลของลมมรสุมตามฤดูกาล จึงเกิดแนวคิดที่ว่าหากแยกวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมออกเป็นฤดูกาล จะเป็นการวิเคราะห์ทางสถิติที่มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น ซึ่งตัวแปรทางสถิติที่ได้จากการคำนวณจะถูกนำไปใช้ในการออกแบบกังหันลมที่เหมาะสมต่อไป ดังนั้นในหัวข้อนี้จึงเป็นการวิเคราะห์สถิติตามฤดูกาล เพื่อเปรียบเทียบกับ การวิเคราะห์สถิติลมตลอดทั้งปี โดยเลือกวิเคราะห์เพียงข้อมูลลมตรวจวัดจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เนื่องจากข้อมูลลมตรวจวัดมีคุณภาพสูงกว่าข้อมูลลมตรวจวัดจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกรมอุตุนิยมวิทยา ทั้งในแง่ความถี่ของการเก็บข้อมูล และระยะเวลาในการเก็บข้อมูล

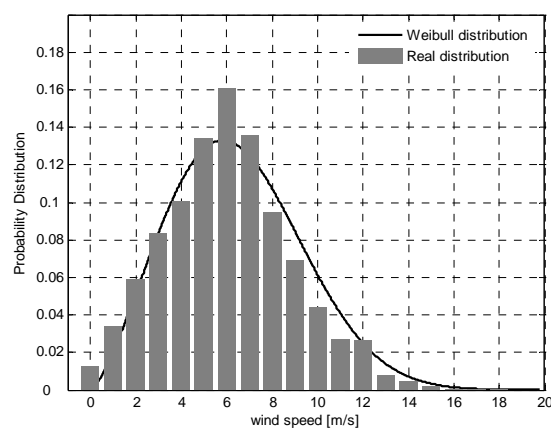
ตัวแปรทางสถิติที่ได้จากการวิเคราะห์ตามฤดูกาล จะแสดงไว้ในตารางที่ 3.7 – 3.20 สำหรับเส้นกราฟทางสถิติและความถี่ของความเร็วลมตรวจวัดตามฤดูกาล ได้แสดงในรูปที่ 3.40 – 3.53

ตารางที่ 3.7 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา

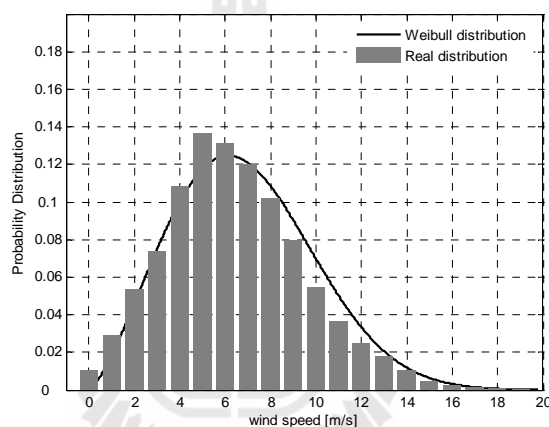
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	0.68×10^6	5.9015	2.2991	5.8154	5.2282	7.75	0.9460
ฤดูฝน	3.80×10^6	7.3284	2.3904	8.3728	6.4960	9.45	0.9410
ฤดูหนาว	2.96×10^6	7.7638	2.3680	9.5540	6.8809	10.05	0.9479



(ก)



(ข)

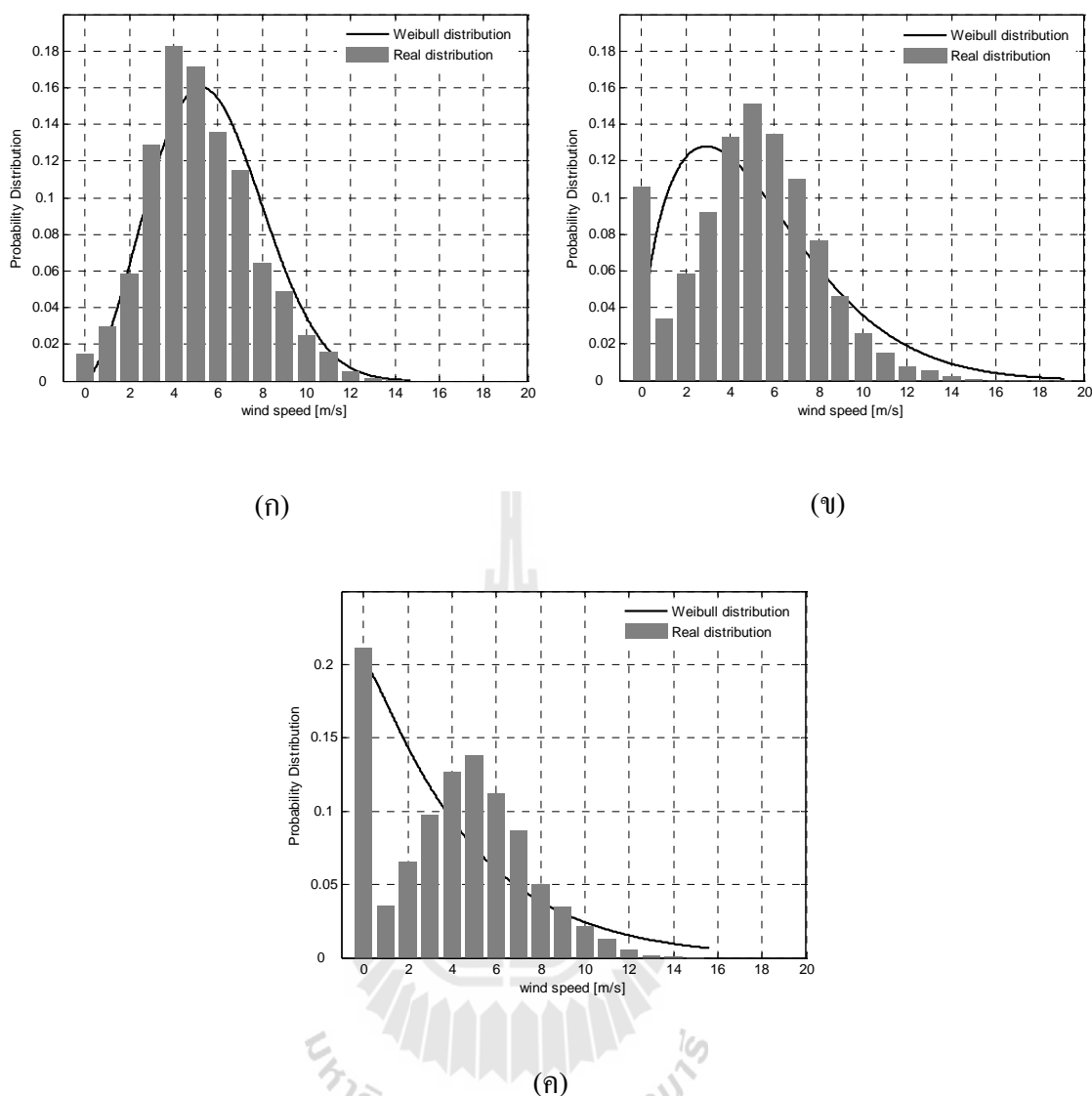


(ค)

รูปที่ 3.40 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.8 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.อ่าวไร่ จ.ชลบุรี

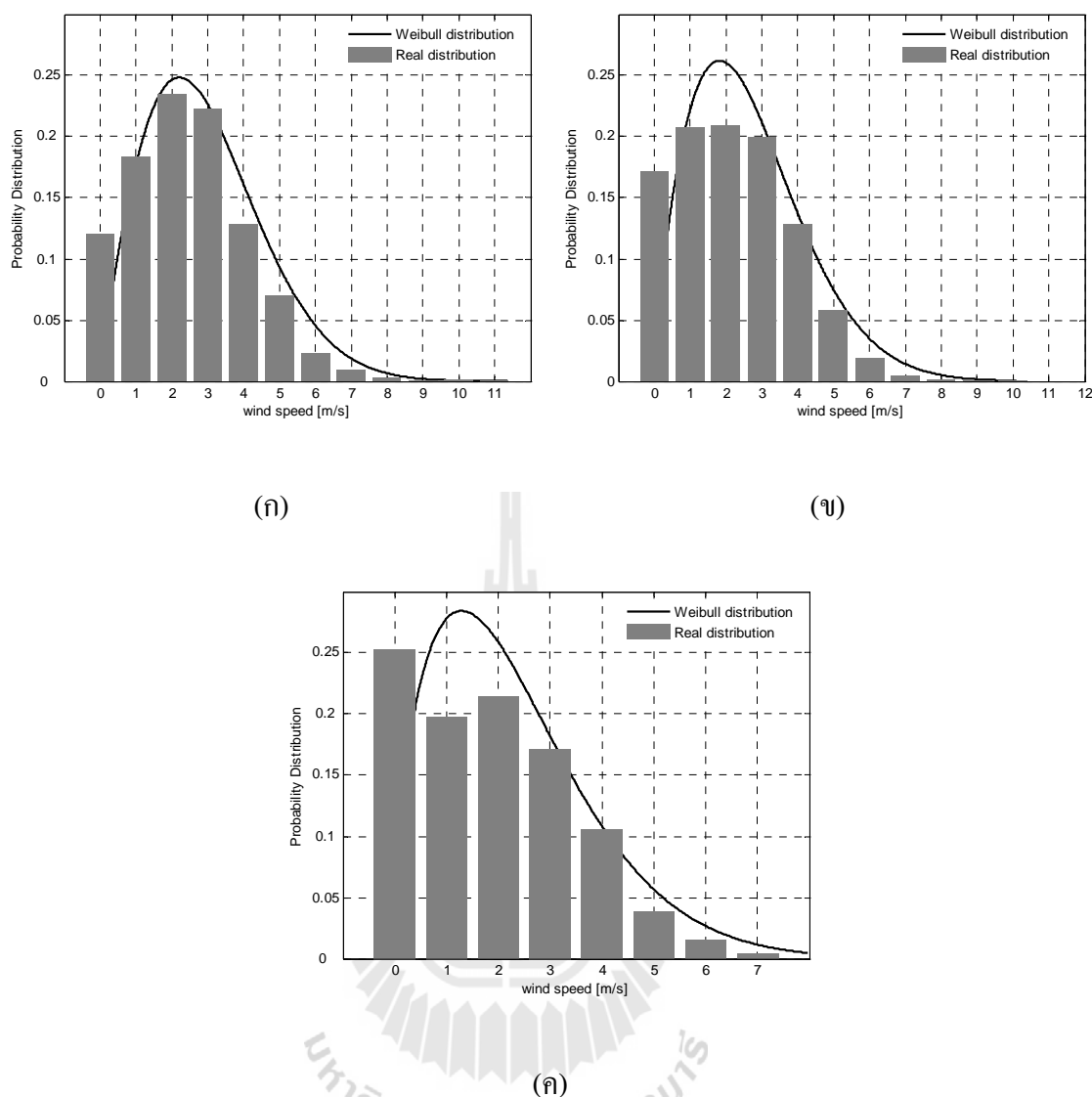
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	0.80×10^6	6.3896	2.5454	5.7038	5.6719	8.02	0.9081
ฤดูฝน	3.12×10^6	5.8596	1.5304	12.3734	5.2774	10.12	0.5522
ฤดูหนาว	1.39×10^6	4.5512	1.0321	18.9590	4.4932	12.93	0.4451



รูปที่ 3.41 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.อ่าวไร่ จ.ชลบุรี (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.9 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.แม่มาะ จ.ลำปาง

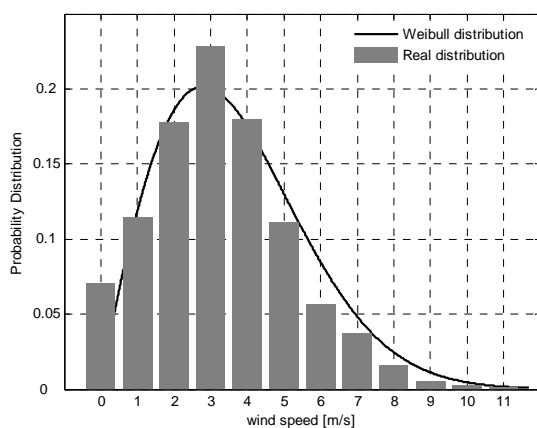
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	1.47×10^5	3.3212	1.8791	2.6577	2.9482	4.88	0.8598
ฤดูฝน	3.64×10^5	3.0061	1.7279	2.5550	2.6793	4.69	0.8524
ฤดูหนาว	1.79×10^5	2.6284	1.5153	2.5412	2.3699	4.58	0.8200



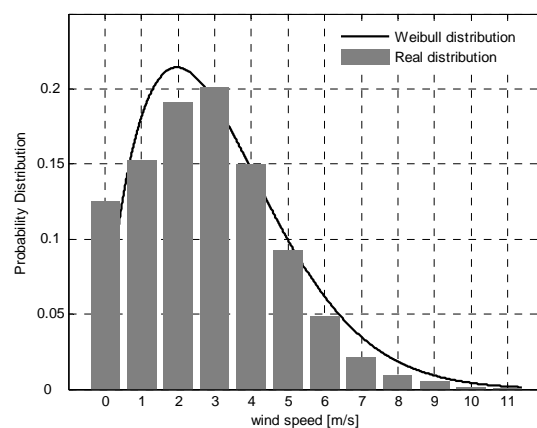
รูปที่ 3.42 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง (ก) อุดร่อน (ข) อุดนาว (ค) อุดนาว

ตารางที่ 3.10 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.เมือง จ.นวกดาหาร

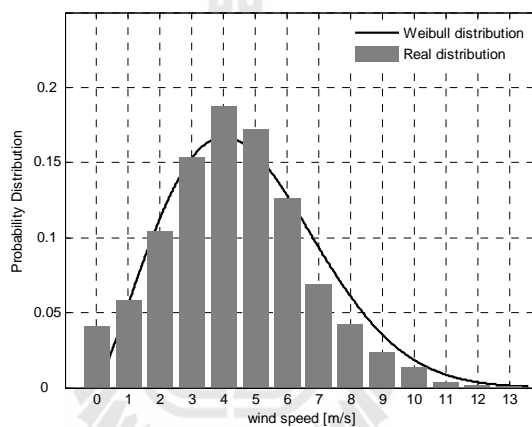
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
อุดร่อน	0.27×10^6	4.1313	1.9085	3.9944	3.6655	6.01	0.7902
อุดน	0.65×10^6	3.5687	1.6198	4.0898	3.1961	5.86	0.7953
อุดนาว	1.07×10^6	5.3946	2.1483	5.4840	4.7775	7.33	0.8237



(ก)



(ข)

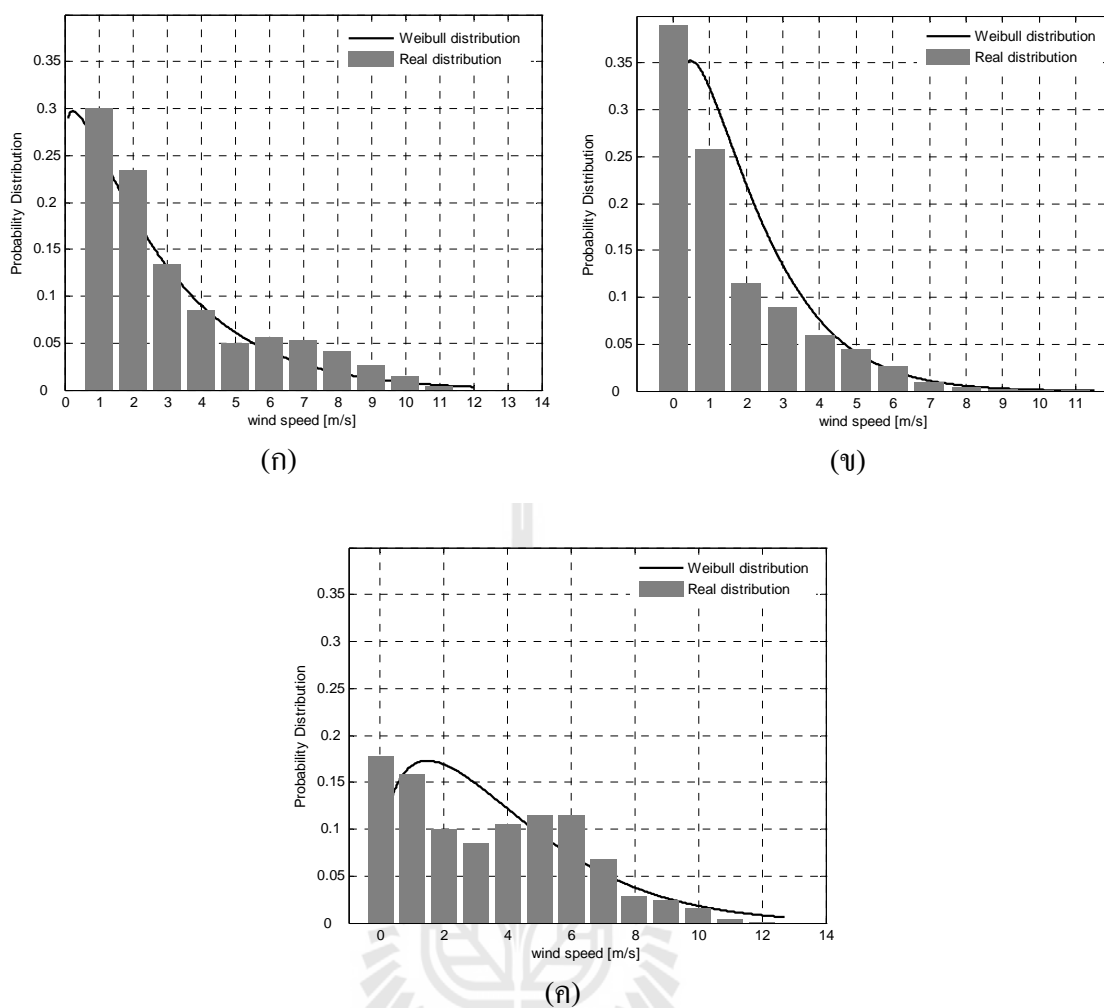


(ค)

รูปที่ 3.43 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.เมือง จ.มุกดาหาร (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.11 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.กะทูน จ.นครราชสีมา

	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	2.08×10^5	2.7843	1.0797	6.2798	2.7036	7.35	0.9386
ฤดูฝน	2.65×10^5	2.1373	1.2026	2.8159	2.0093	4.83	0.9533
ฤดูหนาว	8.27×10^5	4.2494	1.3309	8.7872	3.9067	8.47	0.7351

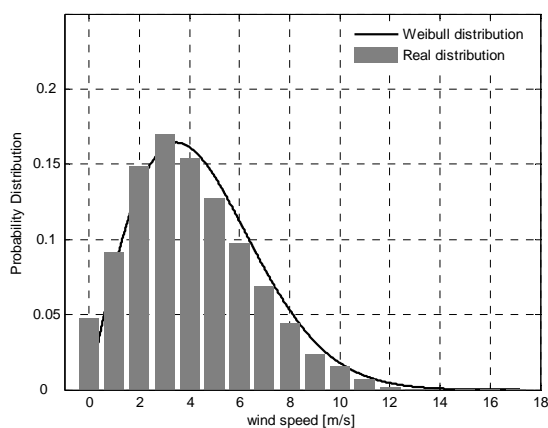


รูปที่ 3.44 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

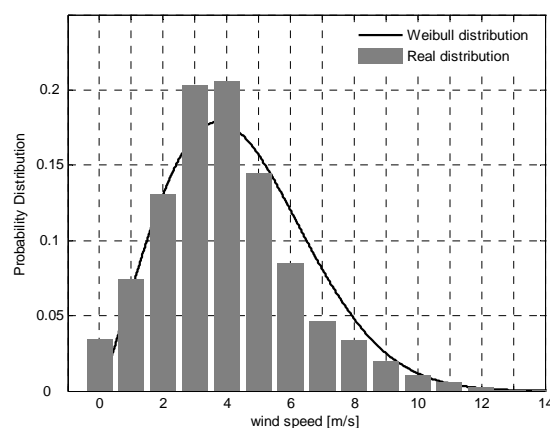
ตารางที่ 3.12 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.หน้าสะตน

จ.นครศรีธรรมราช

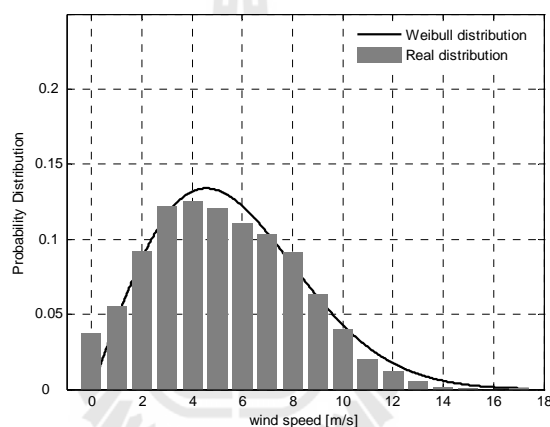
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	0.51×10^6	5.0951	1.9289	5.9563	4.5191	7.37	0.9317
ฤดูฝน	1.33×10^6	5.0121	2.1319	4.7999	4.4388	6.84	0.8693
ฤดูหนาว	1.93×10^6	6.4355	2.0141	8.7742	5.7026	9.06	0.9066



(ก)



(ข)

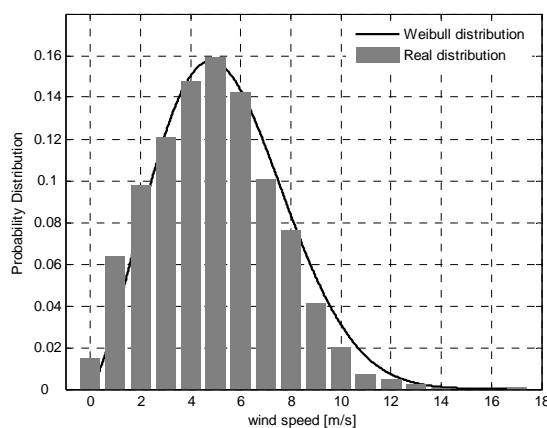


(ค)

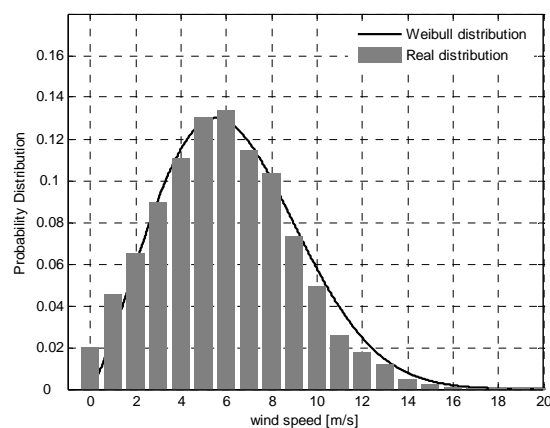
รูปที่ 3.45 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.หน้าสะพาน จ.นครศรีธรรมราช (ก) อ.คูร่อน (ข) อ.คูฝน (ค) อ.คูหนาว

ตารางที่ 3.13 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์

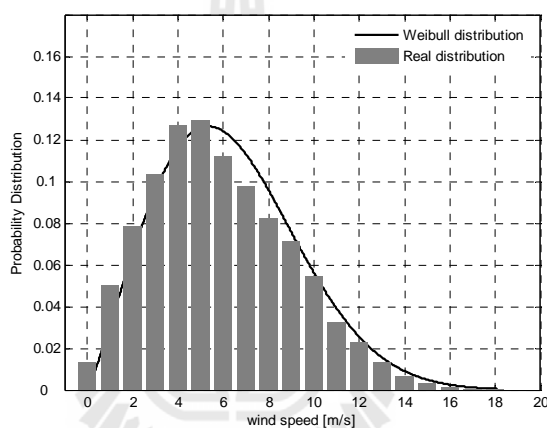
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	0.74×10^6	6.0932	2.3379	6.0186	5.3992	7.94	0.9293
ฤดูฝน	3.74×10^6	7.1837	2.2593	8.8876	6.3630	9.51	0.9303
ฤดูหนาว	2.46×10^6	7.1335	2.1544	9.5409	6.3175	9.68	0.9581



(ก)



(ข)

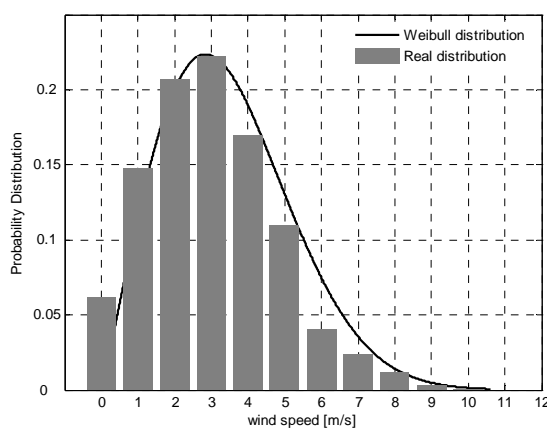


(ค)

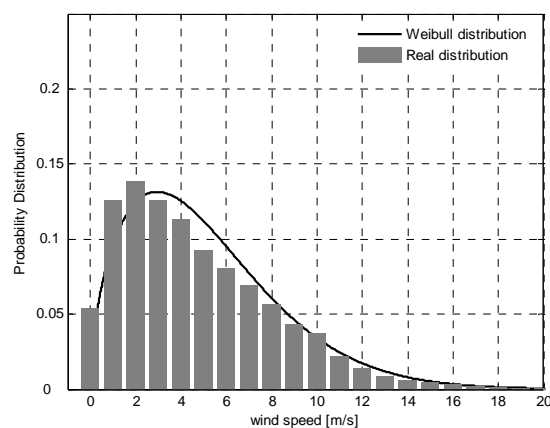
รูปที่ 3.46 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์ (ก) ถคูร้อน (ข) ถคูฝน (ค) ถคูหนาว

ตารางที่ 3.14 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี ทำนตไร่ไชย จ.ภูเก็ต

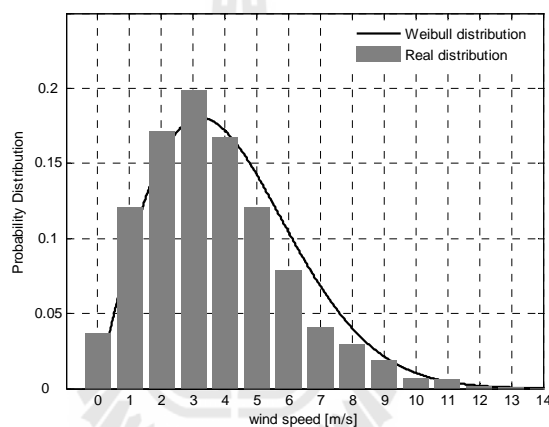
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ถคูร้อน	0.22×10^6	3.9189	2.0647	3.1095	3.4714	5.44	0.8581
ถคูฝน	2.96×10^6	5.7315	1.5572	11.4245	5.1524	9.74	0.9519
ถคูหนาว	7.74×10^5	4.6800	1.9510	4.9202	4.1497	6.72	0.9140



(ก)



(ข)

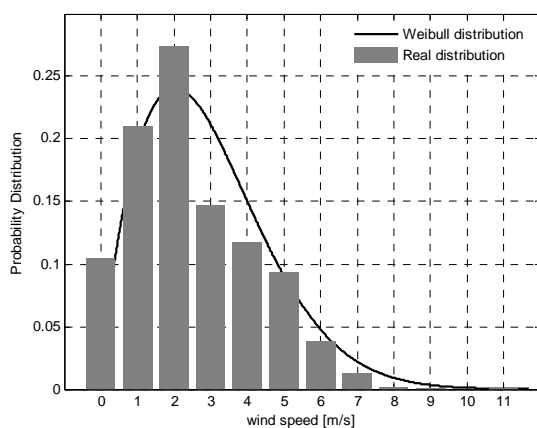


(ค)

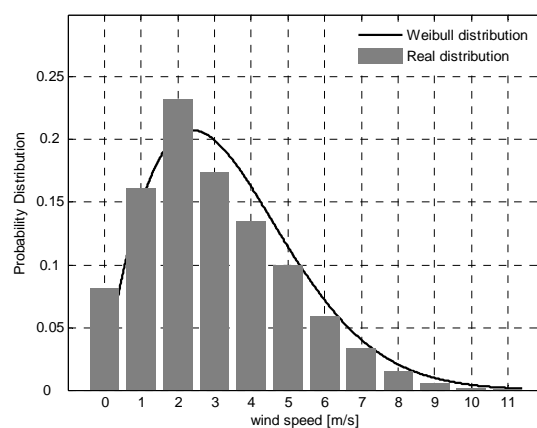
รูปที่ 3.47 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี ทำนตไร่ไชย จ.ภูเก็ต (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.15 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์

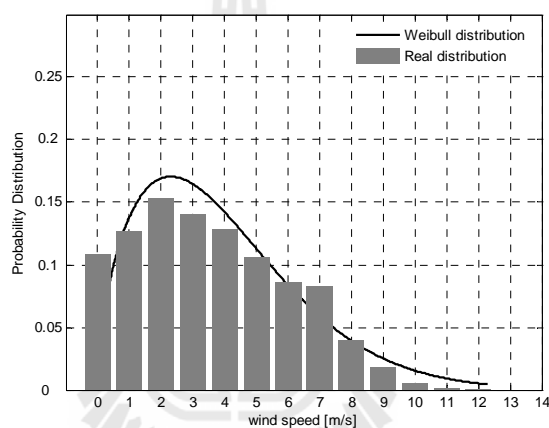
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	1.57×10^5	3.2891	1.7459	2.9981	2.9297	5.09	0.8316
ฤดูฝน	7.22×10^5	3.8378	1.7704	3.9736	3.4158	5.88	0.8596
ฤดูหนาว	7.85×10^5	4.4293	1.5673	6.7335	3.9791	7.49	0.8314



(ก)



(ข)

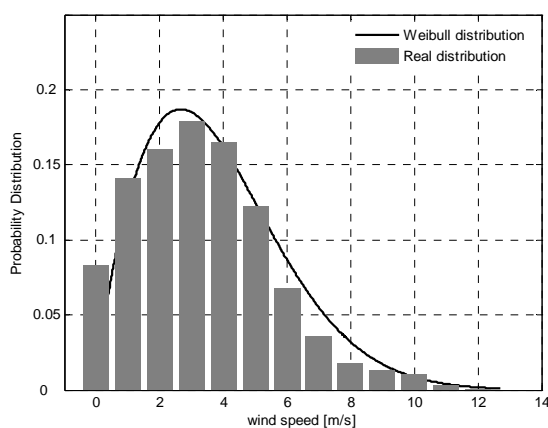


(ค)

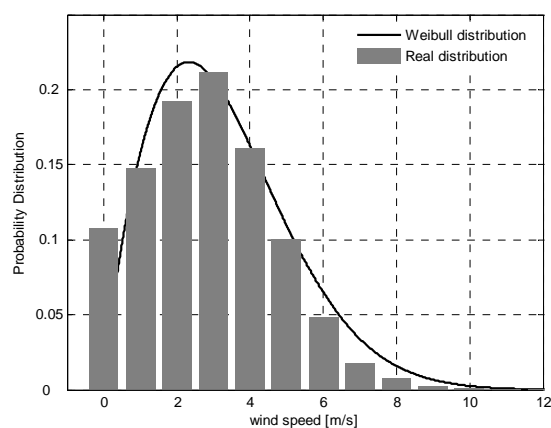
รูปที่ 3.48 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์ (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.16 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร

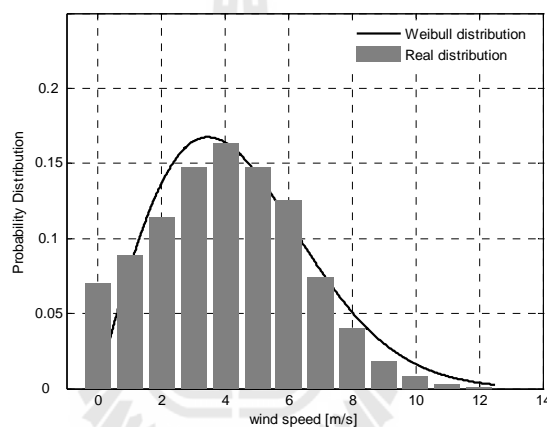
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R^2
ฤดูร้อน	3.29×10^5	4.2666	1.7706	4.9098	3.7974	6.54	0.8722
ฤดูฝน	6.37×10^5	3.6751	1.7914	3.5624	3.2690	5.59	0.8226
ฤดูหนาว	9.27×10^5	5.0282	1.9438	5.7185	4.4589	7.24	0.7649



(ก)



(ข)

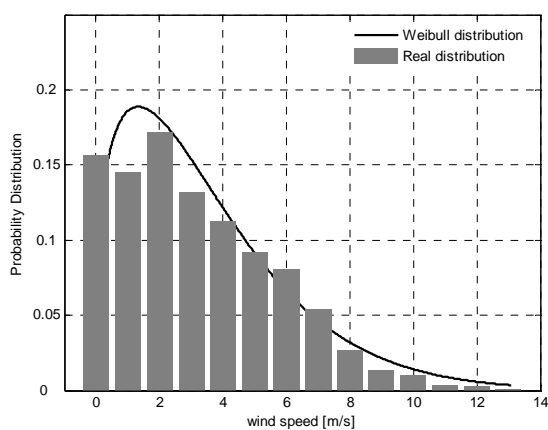


(ค)

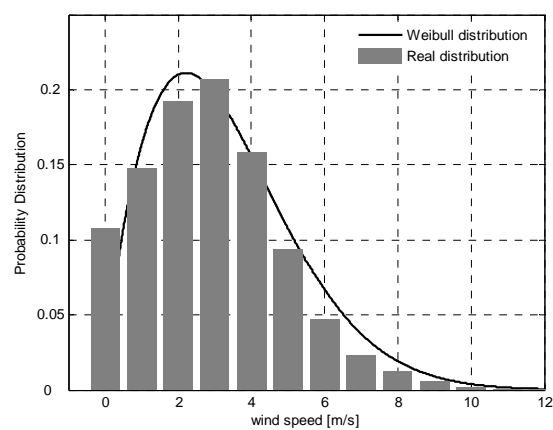
รูปที่ 3.49 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี เชื่อนน้ำพุ จ.สกลนคร (ก) ฤตุร้อน (ข) ฤตุฝน (ค) ฤตุหนาว

ตารางที่ 3.17 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.จะนะ จ.สงขลา

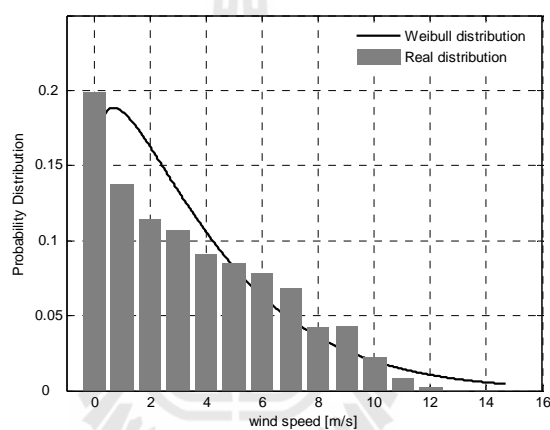
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤตุร้อน	0.36×10^6	3.8914	1.3213	7.4905	3.5826	7.82	0.8968
ฤตุฝน	0.69×10^6	3.7086	1.7086	3.9749	3.3079	5.84	0.8214
ฤตุหนาว	1.01×10^6	4.1076	1.1484	11.6550	3.9108	9.88	0.9029



(ก)



(ข)

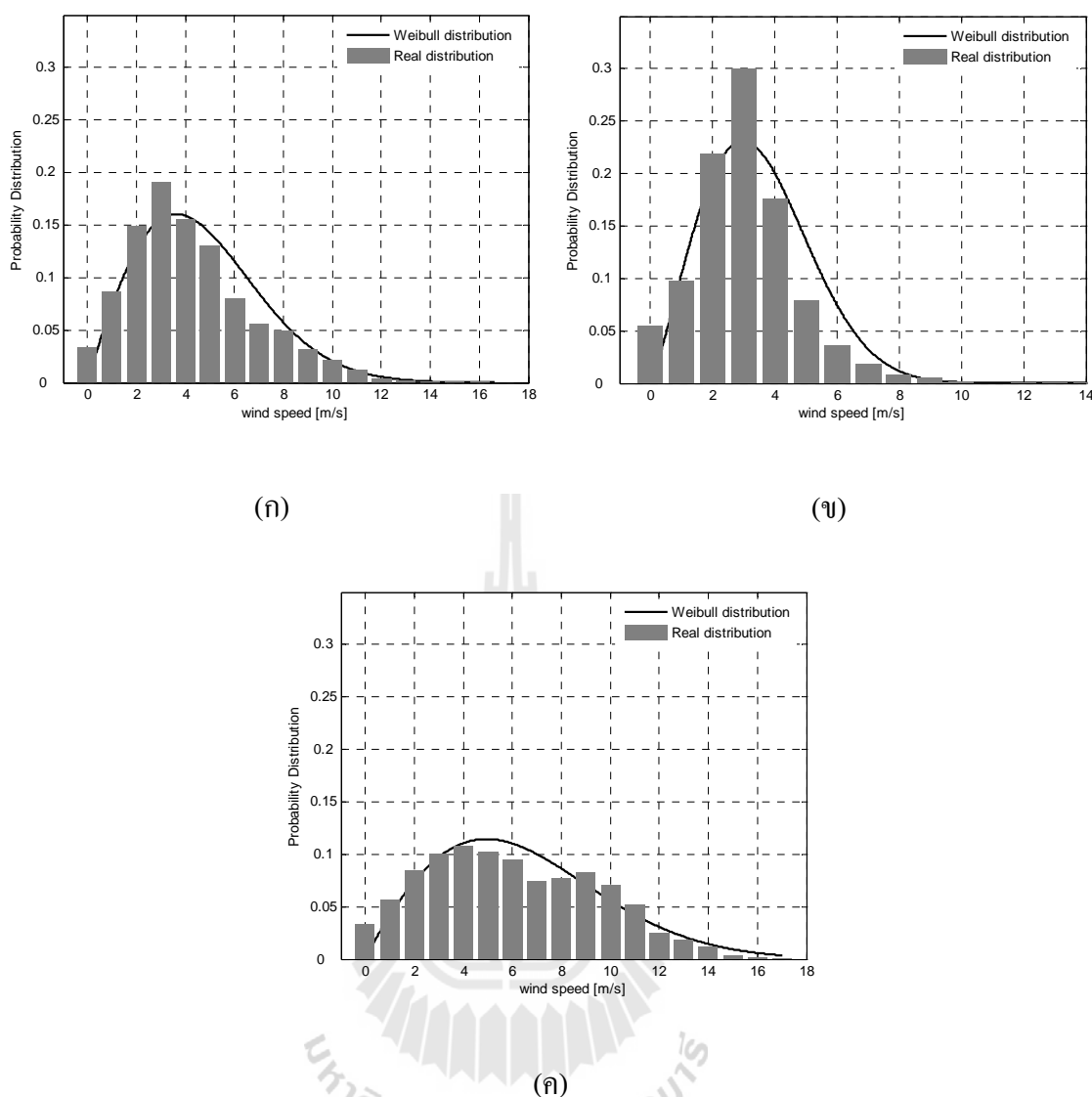


(ค)

รูปที่ 3.50 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.จะนะ จ.สงขลา (ก) ถคูร้อน (ข) ถคูฝน (ค) ถคูหนาว

ตารางที่ 3.18 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี อ.ม่วงงาม จ.สงขลา

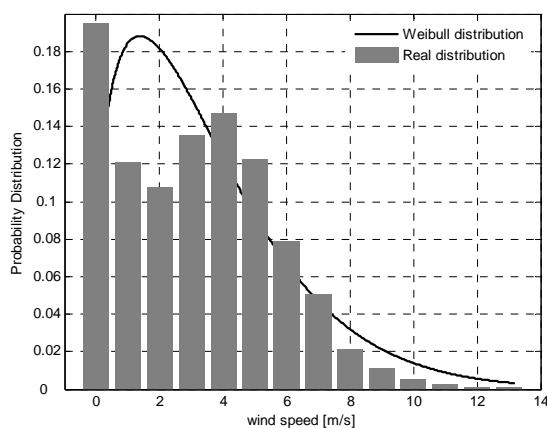
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ถคูร้อน	0.56×10^6	5.2646	1.9516	6.2230	4.6681	7.56	0.9233
ถคูฝน	0.63×10^6	3.9377	2.1775	2.8520	3.4872	5.31	0.8138
ถคูหนาว	2.76×10^6	7.2848	1.9146	12.3463	6.4628	10.58	0.8760



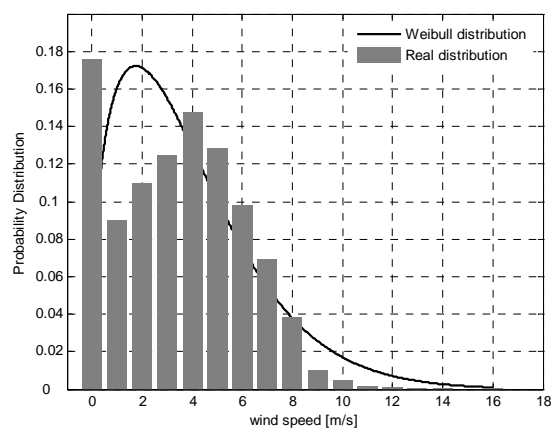
รูปที่ 3.51 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี อ.ม่วงงาม จ.สงขลา (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.19 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี ต.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี

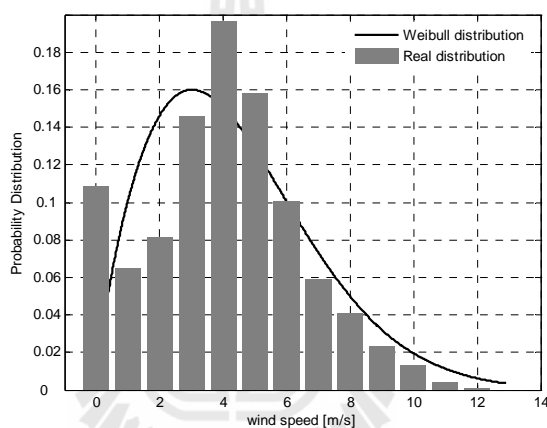
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	0.36×10^6	3.9021	1.3350	7.3589	3.5854	7.75	0.7785
ฤดูฝน	1.43×10^6	4.2723	1.4019	7.9185	3.8931	8.04	0.7237
ฤดูหนาว	0.97×10^6	4.9449	1.7419	6.8061	4.4052	7.67	0.5823



(ก)



(ข)

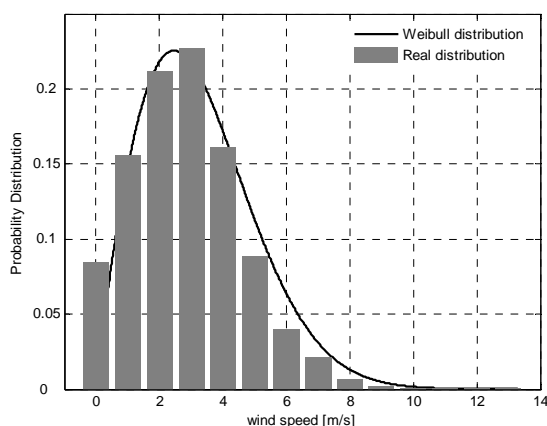


(ค)

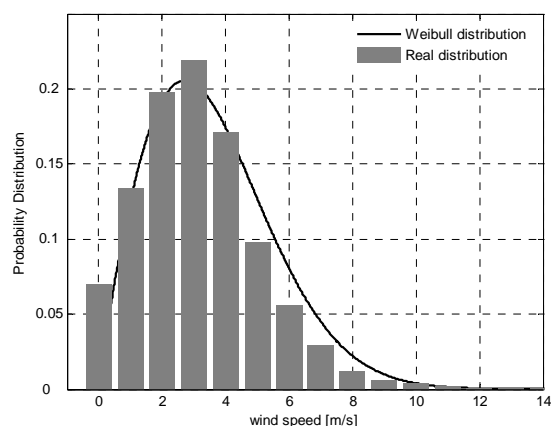
รูปที่ 3.52 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี ต.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

ตารางที่ 3.20 ตัวแปรทางสถิติของความเร็วลมตามฤดูกาล ณ สถานี เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

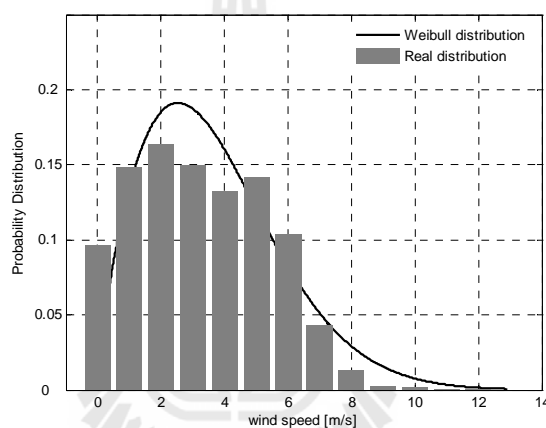
	พลังงาน	C	k	Variance	mean	$\sqrt[3]{(V^3)}$	R ²
ฤดูร้อน	1.98×10^5	3.6746	1.8927	3.2094	3.2611	5.38	0.8468
ฤดูฝน	7.88×10^5	4.0347	1.8938	3.8651	3.5806	5.9	0.8718
ฤดูหนาว	6.06×10^5	4.1392	1.7439	4.7583	3.6872	6.41	0.8116



(ก)



(ข)



(ค)

รูปที่ 3.53 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานี เชื้อนสินธร จ.อุบลราชธานี (ก) ฤดูร้อน (ข) ฤดูฝน (ค) ฤดูหนาว

เป็นที่ทราบดีว่าความเร็วลมมีความผันผวนอยู่ตลอดทั้งปีเนื่องจากอิทธิพลของลมตามฤดูกาล ในตารางที่ 3.21 แสดงให้เห็นว่าความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าที่แปรผันไปในแต่ละฤดู ดังนั้นการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ใด ๆ ด้วยความเร็วลมเฉลี่ยค่าเดียวตลอดทั้งปีจึงเป็นการวิเคราะห์ที่ไม่เหมาะสมนัก ดังนั้นการออกแบบกังหันลมที่เหมาะสมกับสถิติลม แท้จริงแล้วควรออกแบบภายใต้สถิติลมตามฤดูกาลจึงจะได้กังหันลมที่สามารถผลิตงานรายปีได้สูงสุด

ตารางที่ 3.21 เปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยระหว่างสถิติลมตลอดทั้งปี และสถิติลมตามฤดูกาล ณ สถานีวัดลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กรณี	สถานี	ตลอดทั้งปี	ฤดูกาล		
			ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
1	จ.นครราชสีมา – เขื่อนลำตะคอง	6.4170	5.2282	6.4960	6.8809
2	จ.ชลบุรี – อ.อ่าวไผ่	5.0446	5.6719	5.2774	4.4932
3	จ.ลำปาง – อ.แม่เมะ	2.6251	2.9482	2.6793	2.3699
4	จ.มุกดาหาร – มุกดาหาร	3.7571	3.6655	3.1961	4.7775
5	จ.นครศรีธรรมราช – อ.กะทูน	2.8960	2.7036	2.0093	3.9067
6	จ.นครศรีธรรมราช – อ.หน้าสะตอ	4.8732	4.5191	4.4388	5.7026
7	จ.เพชรบูรณ์ – อ.เขาค้อ	6.1877	5.3992	6.3630	6.3175
8	จ.ภูเก็ต – ทำนดไร่ไชย	5.8789	3.4714	5.1524	4.1497
9	จ.ประจวบคีรีขันธ์ – อ.ทับสะแก	3.5223	2.9297	3.4158	3.9791
10	จ.สกลนคร – เขื่อนน้ำพุง	3.7513	3.7974	3.2690	4.4589
11	จ.สงขลา – อ.จะนะ	3.5398	3.5826	3.3079	3.9108
12	จ.สงขลา – ม่วงงาม	4.6829	4.6681	3.4872	6.4628
13	จ.สุราษฎร์ธานี – บ้านนา	3.9931	3.5854	3.8931	4.4052
14	จ.อุบลราชธานี – เขื่อนสิรินธร	3.5625	3.2611	3.5806	3.6872

บทที่ 4

ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

4.1 กล่าวนำ

ในบทนี้จะอธิบายถึงแนวทางในการนำทฤษฎี Blade Element Momentum (BEM) มาใช้ในการออกแบบกังหันลม ซึ่งในขั้นตอนนี้ผู้ทำวิจัยได้พัฒนาโปรแกรมชื่อว่า SuWiTStat ซึ่งย่อมาจาก Suranaree Wind Turbine ผนวกกับ Statistic ซึ่งเป็นจุดเด่นของโปรแกรมนี้ที่ใช้สถิติร่วมกับทฤษฎี BEM ในการออกแบบกังหันลม จากนั้นได้ทดสอบความน่าเชื่อถือของโปรแกรม พบว่ามีความแม่นยำเหมาะสมที่จะนำไปใช้งานจริง สำหรับงานวิจัยนี้จะเน้นไปในการออกแบบใบกังหันให้มีความเหมาะสมกับสถิติลมเฉพาะในพื้นที่ที่จะติดตั้งกังหันลม พร้อมกับค้นหามุมเฟินที่ดีที่สุด เพื่อให้ได้งานรายปีสูงสุด ผนวกกับการวิเคราะห์ด้วยหลักการทางเศรษฐศาสตร์เพื่อที่จะประเมินต้นทุนพลังงาน เนื่องจากรายได้ที่แท้จริงจากการผลิตกระแสไฟฟ้าของกังหันลมจะต้องเป็นรายได้จากการขายไฟฟ้าโดยหักต้นทุนพลังงานออก ผลที่ได้คือ รายได้ต่อปีสูงสุดที่กังหันลมสามารถสร้างได้

4.2 การสร้างแบบจำลองอากาศพลศาสตร์

ในการศึกษานี้จะใช้โปรแกรม SuWiTStat (วิกันดา และทวิช, 2551) ซึ่งเป็นโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมาภายใต้หลักการของทฤษฎี BEM และเน้นออกแบบกังหันลมควบคู่กับสถิติลมเฉพาะพื้นที่ ในการศึกษาเลือกใช้ $\sqrt[3]{(V^3)}$ จากตารางที่ 3.4 – 3.6 เป็นความเร็วลมในการออกแบบ และใช้กังหันลม NREL Phase VI (Simms and et.al., 2001) เป็นกังหันลมต้นแบบ ซึ่งมีพิกัดกำลังงาน (Rated power) เท่ากับ 19.8 kW ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10.1 m มีจำนวนใบกังหัน 2 ใบ ลักษณะใบเป็นแบบใบบิด (Twist) และมีความสอบ (Taper) ดังนั้น ตัวแปรที่เป็นเป้าหมายของการออกแบบเพื่อให้ได้ค่าที่ดีที่สุด คือ ความยาวคอร์ด มุมบิด และ มุมเฟิน ซึ่งโปรแกรมจะทำการค้นหาความยาวคอร์ด มุมบิด และ มุมเฟิน ที่ดีที่สุดภายใต้เงื่อนไขที่ว่า สัมประสิทธิ์กำลังของแต่ละอิลิเมนต์จากหลักการของ BEM จะต้องมีความสูงที่สุด สามารถคำนวณได้จากสมการ (4.1) และ (4.2)

$$C_{p,r} = dP_r / V_d^3 \rho \pi r dr \quad (4.1)$$

โดยที่

$$dP_r = \frac{1}{2} \rho N V_d^2 r C \Omega (C_L \sin \varphi_r - C_D \cos \varphi_r) dr \quad (4.2)$$

4.3 การประเมินต้นทุนพลังงาน

ในการออกแบบกังหันลมแบบความเร็วรอบคงที่ นิยมออกแบบภายใต้สองเป้าหมาย กล่าวคือ กังหันลมที่เหมาะสมจะต้องผลิตงานรายปีได้สูงสุดในขณะที่ใช้ต้นทุนพลังงานต่ำสุด ซึ่งความสัมพันธ์ของ AEP คือ

$$AEP = 8760 \int_v P_t(V) \times f(V) dV \quad (4.3)$$

โดยที่ P_t คือ กำลังงานที่กังหันลมผลิตได้ที่ความเร็วลมใด ๆ

สำหรับ COE เป็นตัวแปรที่นิยมนำมาประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม คิดเป็นต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (บาท/kWh) ซึ่งมีความสัมพันธ์ดังนี้ (Benini and Toffolo, 2002)

$$COE = \frac{TC + BOS}{AEP} \times FCR + O \& M \quad (4.4)$$

โดยที่ TC คือ Turbine cost (\$/kWh)

BOS คือ Balance of station (\$/kWh)

FCR คือ Fixed charge rate

AEP คือ Annual energy production (kWh/year)

O&M คือ Operating and maintenance cost

จากสมการ (4.4) พบว่า TC ขึ้นอยู่กับราคาของใบกังหัน หากทราบน้ำหนักของวัสดุที่ใช้ขึ้นรูปใบกังหันจะทำให้สามารถคำนวณ TC ได้ ในการศึกษานี้จะเลือกใช้ E-glass เป็นวัสดุที่ใช้ทำใบกังหัน ซึ่งเป็นวัสดุที่มีความหนาแน่นเท่ากับ 2000 kg/m^3 และมีราคา \$20/kg โดยที่ราคาของใบ

กักกันคิดเป็น 20% ของ TC (Giguère and Selig, 1999) สำหรับ BOS เปรียบเสมือนค่าดำเนินการในการติดตั้งกักกันลม แบ่งออกเป็น 4 ประเภทหลัก ๆ คือ 1) ต้นทุนด้านโยธา เช่น ฐานราก ถนน 2) ต้นทุนด้านระบบไฟฟ้า เช่น ระบบจัดเก็บไฟฟ้า ระบบควบคุม 3) โครงสร้างพื้นฐานทั่วไป เช่น ระบบการสื่อสาร เสาไฟส่องสว่าง เสาตรวจวัดสภาพอากาศ 4) ค่าที่ดิน ค่าน้ำ ค่าไฟ ค่าประกันความเสี่ยง ซึ่งต้นทุนทั้งหมดนี้แปรผันตรงกับ พิกัดกำลังงาน (Rated power) ของกักกันลม กำหนดให้มีค่าเท่ากับ \$200/kW ในส่วนตัวแปร FCR เป็นค่าที่ต้องจ่ายให้สถาบันการเงินในการกู้ระยะยาวแบบอัตราคงที่ 11% ต่อปี และตัวแปร O&M มีค่าเท่ากับ \$0.01/kWh

เมื่อทราบต้นทุนพลังงานแล้ว ในขั้นต่อไปจะเป็นการประเมินต้นทุนต่อปี (Annual Total Cost, ATC) รายได้ต่อปี (Annual Total Revenue, ATR) และกำไรต่อปี โดยที่ต้นทุนต่อปีคำนวณได้จาก

$$ATC = COE \times AEP \quad (4.5)$$

สำหรับรายได้ต่อปีคำนวณได้จาก

$$ATR = AEP \times PF \quad (4.6)$$

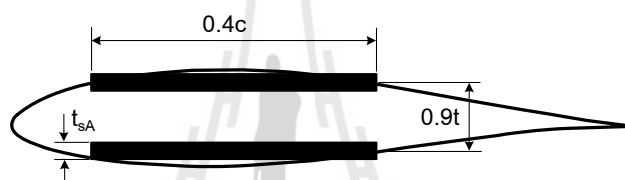
เมื่อ PF คือ Price factor ซึ่งปัจจุบันการไฟฟ้าจะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมในราคาคงที่ หน่วยละ 2.60 บาท + Adder 3.50 บาท = 6.10 บาท

ในการประเมินน้ำหนักของใบกังหัน จะต้องทราบความหนาของใบกังหัน ซึ่งต้องเป็นความหนาที่สามารถทนรับความเค้นสูงสุดที่อาจเกิดขึ้นได้ โดยที่แรงกระทำสูงสุดจะถูกจำกัดอยู่ที่ความเค้นสูงสุด (σ_{\max}) ที่วัสดุจะทนทานได้ ในกรณีของ E-glass ค่า $\sigma_{\max} = 110$ MPa หากพิจารณาความเค้นดกค้ำในวัสดุ จะทำให้ σ_{\max} ลดลง 15% เหลือ 94 MPa สำหรับความเค้นที่เกิดขึ้นบนใบกังหัน ประกอบด้วยความเค้นจากแรงหนีศูนย์กลางและความเค้นจากโมเมนต์ดัด ดังสมการต่อไปนี้

$$\sigma(r) = \frac{F_r(r)}{A(r)} + \frac{M(r)[t(r)/2]}{I(r)} \quad (4.7)$$

- โดยที่ F_r คือ แรงหนีศูนย์กลาง [N]
 A คือ พื้นที่หน้าตัดรับแรง [m^2]
 M คือ โมเมนต์ดัด [N.m]
 t คือ ความหนาของผิวใบกังหัน [m]
 I คือ โมเมนต์ความเฉื่อย [kg.m^2]

กำหนดให้ $\sigma_{\max} = \chi \sigma(r)$ โดยที่ Safety margin $\chi = 10$ จากนั้นจึงจำลองหน้าตัดของใบกังหันให้มีลักษณะเหมือน I-beam แบบไม่มี Shear web ดังรูปที่ 4.1 ให้เป็นตัวแทนของพื้นที่รับแรง หากความหนาเปลี่ยนแปลงไปจะมีผลต่อพื้นที่หน้าตัด, A และ โมเมนต์ความเฉื่อย, I ซึ่งส่งผลต่อค่าความเค้น



รูปที่ 4.1 โมเดลของหน้าตัดใบกังหัน

ภายใต้ Safety margin ที่กำหนด จะคำนวณความเค้นสูงสุดที่กระทำบนใบกังหันในสถานการณ์ที่กังหันลมถูกเบรกเมื่อเกิดพายุ ตามมาตรฐาน International Electrotechnical Commission (IEC) ที่นิยมใช้อ้างอิงในการออกแบบกังหันลม โดยเลือกใช้ความเร็วลม Class II (59.5 m/s) เป็นความเร็วลมออกแบบ ซึ่งเป็นความเร็วลมสูงสุดที่จะเกิดขึ้นได้ในช่วง 50 ปี ผลลัพธ์ที่ได้ คือ ความหนาที่น้อยที่สุดที่ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายบนใบกังหัน จากนั้นจึงคำนวณน้ำหนักของใบกังหันได้ พร้อมกับราคาของใบกังหันและราคาของกังหันลม

4.4 ขั้นตอนการหาผลเฉลยของโปรแกรม

- 1) กำหนดจุดออกแบบด้วยความเร็วลมที่ให้ความหนาแน่นพลังงานสูงสุด, $\sqrt[3]{V^3}$
- 2) กำหนดหาความยาวคอร์ด และมุมบิดที่ดีที่สุด ด้วยโปรแกรม SuWiTStat
- 3) กำหนดจนกว่าจะได้กังหันลมที่ดีที่สุดที่สามารถผลิตกำลังงานได้ไม่เกิน 19.8 kW
- 4) นำกังหันลมที่ออกแบบได้ผนวกเข้ากับสถิติลมเพื่อคำนวณหาปริมาณที่เหมาะสมที่ทำให้กังหันลมผลิตงานรายปีได้สูงสุด

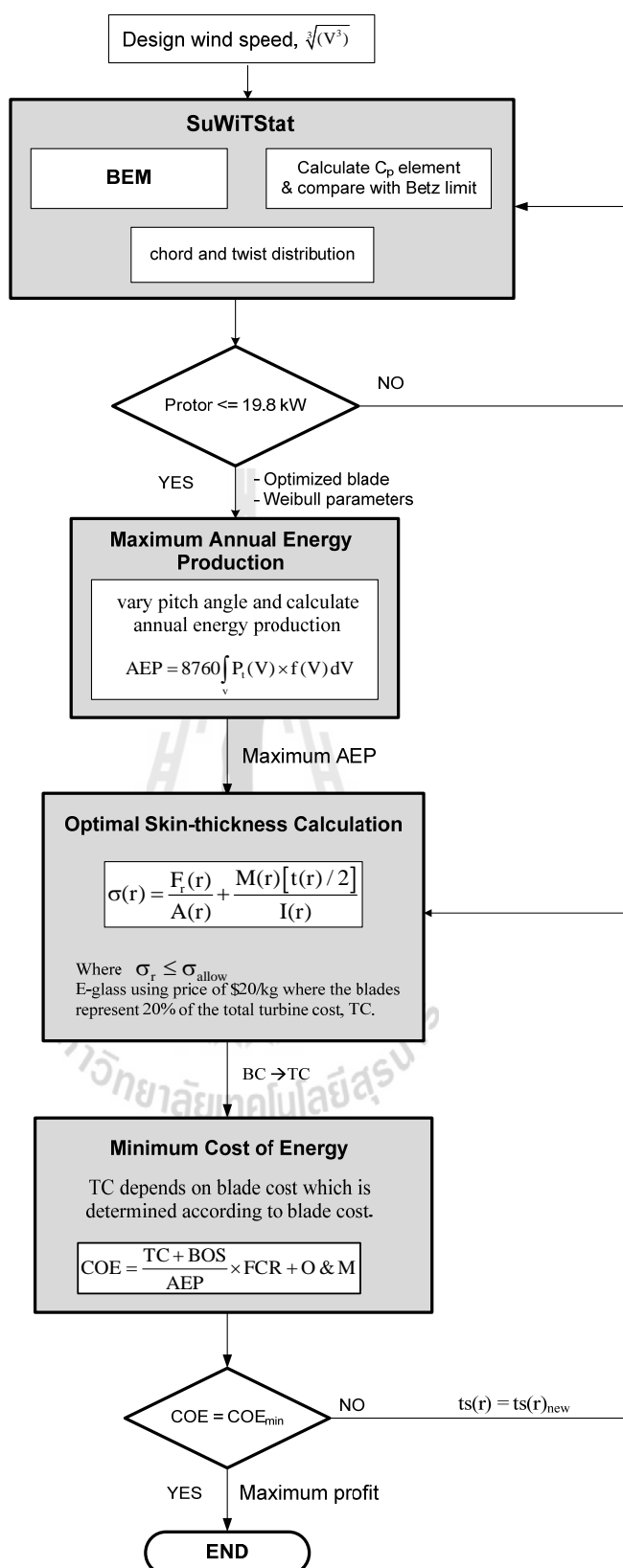
5) กำหนดความเค้นที่กระทำบนใบกังหัน ซึ่งจะต้องไม่เกินความเค้นสูงสุดที่วัสดุจะสามารถรับได้ ด้วยสมการ (4.7) เพื่อนำไปสู่การคำนวณหาความหนาผิวของใบกังหันที่จะสามารถรับความเค้นดังกล่าวได้

6) นำความหนาผิวที่ได้มาคำนวณหาต้นทุนพลังงานจากสมการ (4.4) และคำนวณซ้ำข้อ 5) และ 6) จนกว่าจะได้ต้นทุนพลังงานต่ำสุด

7) กำหนดหารายได้ต่อปี จากสมการ (4.6) เพื่อนำไปสู่การคำนวณหากำไรต่อปี

ขั้นตอนการหาผลเฉลยของโปรแกรมข้างต้น สามารถเขียนเป็นไดอะแกรมดังรูปที่ 4.2



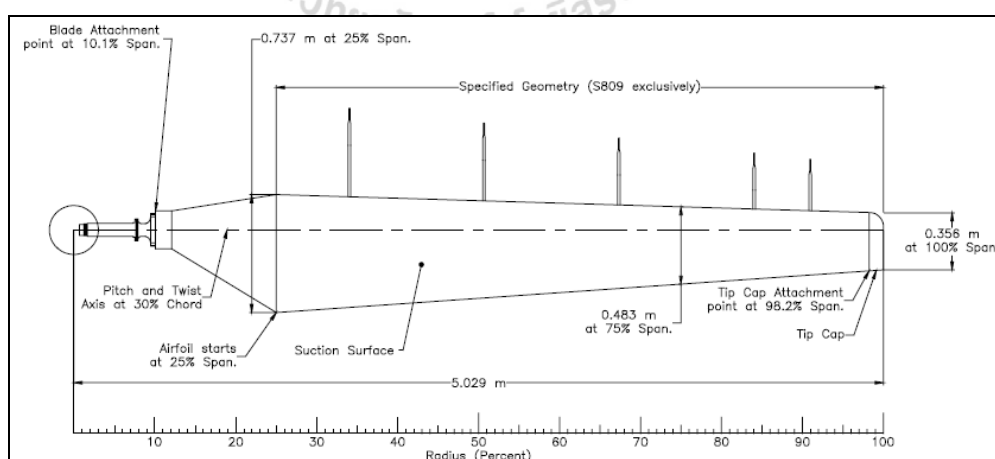


รูปที่ 4.2 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณเพื่อให้ได้ใบกังหันที่ดีที่สุด

4.5 กังหันลม NREL Phase VI

4.5.1 ลักษณะของกังหันลม NREL Phase VI

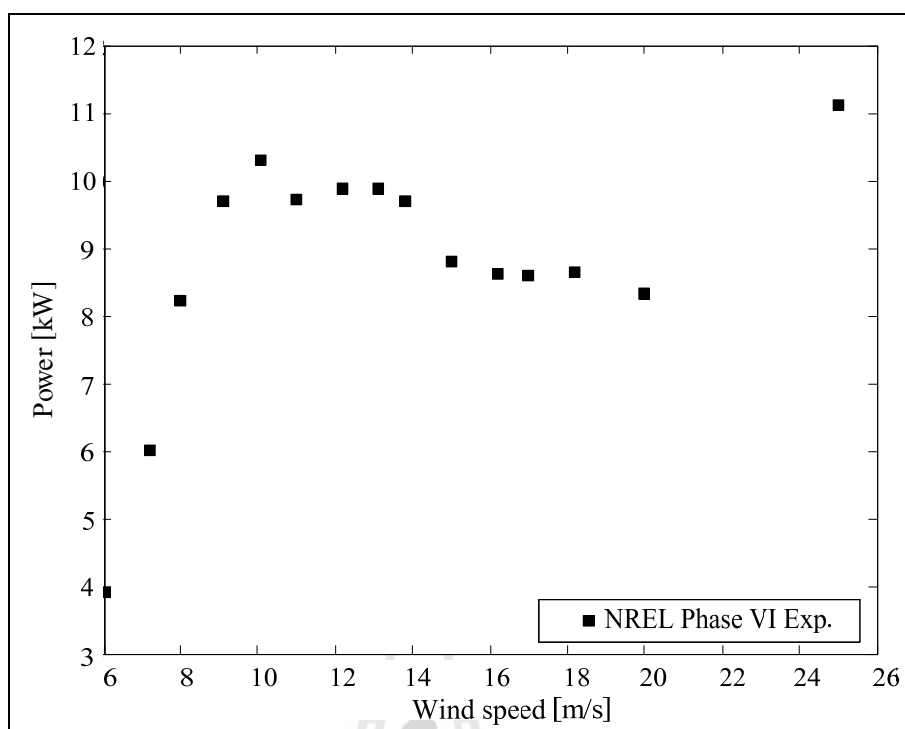
- จำนวนใบกังหันลม : 2 ใบ
- ลักษณะของโรเตอร์ : ต้นลม (Up wind) หรือ ทำลม ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้งาน
- ระบบควบคุมพลังงานส่วนเกิน : ระบบควบคุมผ่านการรูด
- ชนิดของโรเตอร์ : โรเตอร์แบบกระดก (Teetered roter) หรือ โรเตอร์แบบยึด (Rigid rotor) ในกรณีทดสอบจะพิจารณาเฉพาะ โรเตอร์แบบยึด
- อัตรากำลัง : 19.8 kW
- ความเร็วลม Cut in : 4 m/s
- ความสูงของแกนกังหันเหนือระดับพื้น : 12.192 m
- เส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ : 10.1 m
- หน้าตัดแพนอากาศ : S809 ดังรูปที่ 3.2
- มีการบิดใบกังหันตลอดแนวความยาวเทียบกับจุด Twist zero ที่ระยะ 3.772 m (75% ของความยาวใบกังหัน) และทิศทางการบิดเป็นมุมบวกไปทางด้านลู่ลม (Feather)
- ช่วงระยะ 0.508 m ถึง 0.883 m เป็นช่วงโคนใบกังหัน มีลักษณะเป็นทรงกระบอก
- ช่วงที่ใบกังหันเปลี่ยนจากหน้าตัดวงกลมเข้าสู่หน้าตัดแพนอากาศ คือ ช่วงระยะ 0.883 m ถึง 1.257 m



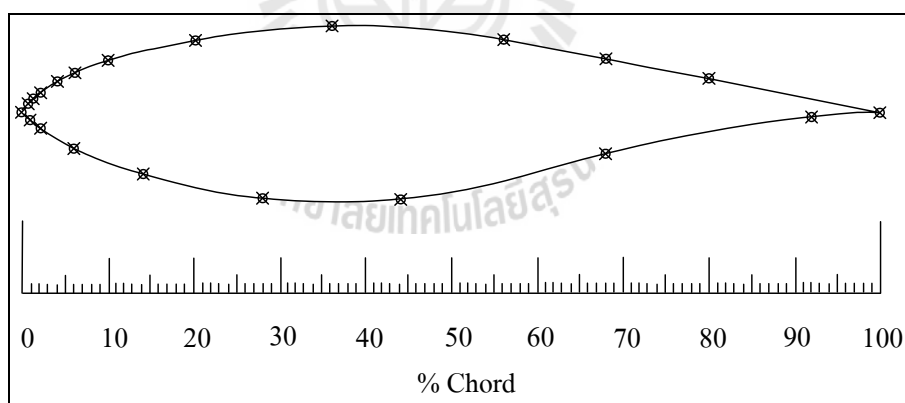
รูปที่ 4.3 มิติ และรูปร่างของใบกังหันลม NREL Phase VI (Simms and et.al., 2001)

ตารางที่ 4.1 ความยาวคอร์ด มุมบิด และความหนาของหน้าตัดตามแนวรัศมี ใบกังหัน NREL Phase VI

Distance from rotor center [m]	Chord length [m]	Twist [degree]	Thickness [m]
0	hub	hub	hub
0.508	0.218	0	0.218
0.66	0.218	0	0.218
0.883	0.183	0	0.183
1.008	0.349	6.7	0.163
1.067	0.441	9.9	0.154
1.133	0.544	13.4	0.154
1.257	0.737	20.04	0.154
1.51	0.711	14.292	0.149
1.648	0.697	11.909	0.146
1.952	0.666	7.979	0.14
2.257	0.636	5.308	0.133
2.343	0.627	4.715	0.131
2.562	0.605	3.425	0.127
2.867	0.574	2.083	0.12
3.172	0.543	1.15	0.114
3.185	0.542	1.115	0.114
3.476	0.512	0.494	0.107
3.781	0.482	-0.015	0.101
4.023	0.457	-0.381	0.096
4.086	0.451	-0.475	0.094
4.391	0.42	-0.92	0.088
4.696	0.389	-1.352	0.081
4.78	0.381	-1.469	0.08
5	0.358	-1.775	0.075
5.029	0.355	-1.815	0.074



รูปที่ 4.4 กราฟสมรรถนะของกังหันลม NREL Phase VI (Simms and et.al., 2001)



รูปที่ 4.5 หน้าตัดแพนอากาศ S809 (Schreck and Robinson, 2007)

4.5.2 คุณสมบัติทางอากาศพลศาสตร์ของแพนอากาศ S809

ลักษณะเฉพาะของหน้าตัดแพนอากาศรุ่น S809 โดยวิเคราะห์จากพฤติกรรมการเกิดการรบกวน แบ่งออกได้เป็น 3 ช่วง คือ (Lanzafame and Messina, 2007)

- ช่วง $-5 \leq \alpha \leq 7$ คือ ช่วงก่อนเกิดการรบกวน (Pre-stalled regime หรือ Attach flow regime)

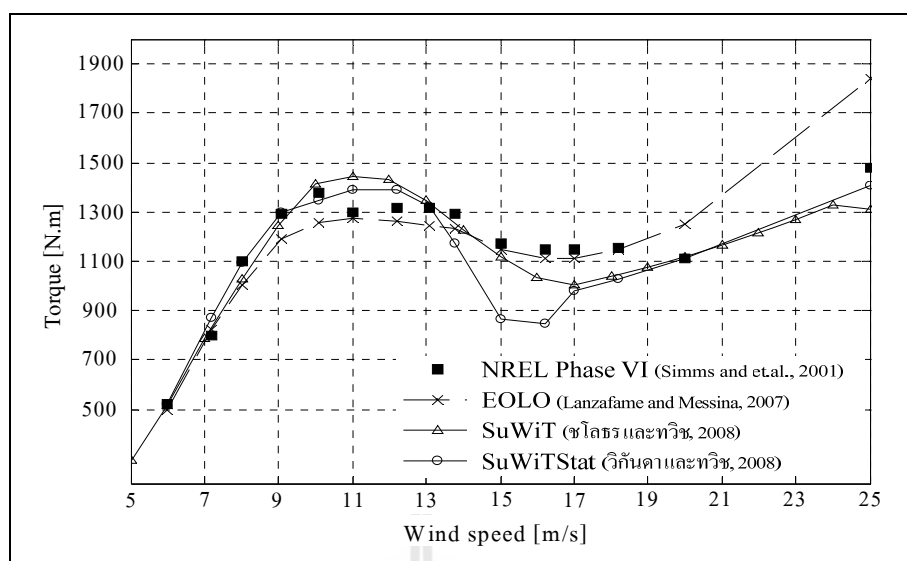
- ช่วง $7 < \alpha \leq 20$ คือ ช่วงการรบกวนเริ่มก่อตัว (Stall development regime)

- ช่วง $\alpha > 20$ คือ ช่วงเกิดการรบกวนเต็มขั้น (Fully-stalled regime)

ที่ความเร็วลม 5 ถึง 7.5 m/s ยังอยู่ในช่วง Pre-stalled ถัดจากช่วงนี้ไปจนถึงความเร็ว 10 m/s เป็นช่วงที่เกิดแรงยกขึ้นสูง การรบกวนเริ่มก่อตัวหรืออยู่ในช่วง Stall development และจากความเร็วตั้งแต่ 10 m/s ถึง 20 m/s เป็นช่วงที่เกิดการรบกวนแล้ว แต่ยังสามารสร้างแรงยกที่สูงขึ้นได้อีก โดยที่แรงต้านก็ยังมีค่าสูงเช่นเดียวกัน ช่วงนี้เรียกได้อีกนัย คือ ช่วง Transition และหลังจากช่วงนี้ไปเป็นช่วง Fully-stalled แรงยกตกลงอย่างรวดเร็ว และแรงต้านเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเช่นเดียวกัน

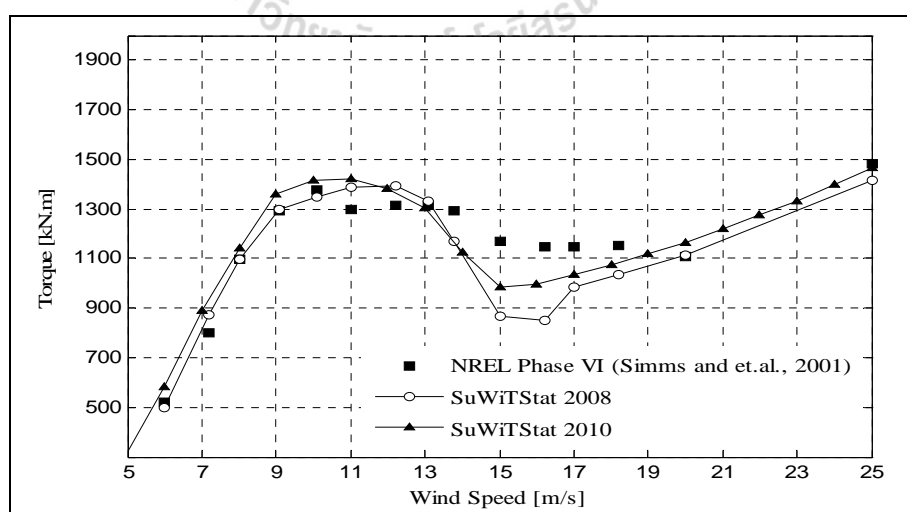
4.6 การทดสอบโปรแกรมกับผลการทดลองของ NREL Phase VI

จากรูปที่ 4.3 เมื่อเปรียบเทียบผลการคำนวณกับผลการทดลองของกังหันลม NREL Phase VI พบว่าผลการคำนวณสอดคล้องกับผลการทดลองเป็นอย่างดีในช่วงความเร็วต่ำถึงปานกลาง ทั้งนี้เนื่องจากในช่วงความเร็วดังกล่าวยังเป็นช่วงที่การไหลยังเกาะติดใบกังหันได้ดี หรือเรียกว่าช่วง Attached flow ซึ่งยังไม่เกิดการรบกวนบนใบกังหัน หรืออาจเกิดในปริมาณที่ต่ำ ดังนั้นผลการคำนวณจึงแม่นยำมากพอสมควร หลังจากความเร็วลม 14 m/s เป็นต้นไปผลการคำนวณจะห่างจากผลการทดลอง ทั้งนี้เนื่องจากโปรแกรมนี้อยู่ไม่ได้พิจารณาแบบจำลองที่ปรับแก้ผลสืบเนื่องจากการเกิดการรบกวนพลวัต (Dynamic stall) ซึ่งในช่วงนี้ไม่เพียงแต่เกิดแรงต้านขึ้นสูง แต่ยังให้แรงยกในปริมาณที่สูงเช่นเดียวกัน ผลการคำนวณจึงต่ำกว่าผลการทดลองพอสมควร และในช่วงท้ายจึงกลับมาใกล้เคียงกับผลการทดลองอีกครั้งที่ความเร็วลม 20 m/s เป็นต้นไป เมื่อเปรียบเทียบผลกับโปรแกรมอื่น จะเห็นว่าผลการคำนวณจากโปรแกรมในงานวิจัยนี้ ดีกว่า EOLO (Lanzafame and Messina, 2007) และ SuWiT (ชโลธร และทวิช, 2008) ในช่วงความเร็วลม 5-13 m/s ซึ่ง EOLO และ SuWiT จะดีกว่าในช่วง 13-18 m/s ซึ่งผลลัพธ์ที่ดีกว่าของ SuWiTStat นั้นเป็นผลมาจากการเลือกใช้แบบจำลองหน่วงการรบกวน มาช่วยปรับแก้ค่า C_L และ C_D ให้สมจริงมากขึ้น ในงานวิจัยนี้เลือกใช้แบบจำลอง Viterna-Corrigan (1981) เพื่อช่วยปรับแก้ค่า C_D เนื่องจากรูปแบบของแรงต้านหลังเกิดการรบกวน จะมีลักษณะเหมือนแรงต้านที่เกิดบน Flat plate ดังนั้นการเลือกใช้เพียงแบบจำลอง Viterna-Corrigan จึงแม่นยำเพียงพอ แต่แรงยกที่เกิดขึ้นบน Flat plate จะมีรูปแบบไม่เหมือนกับแรงยกที่เกิดบนแพนอากาศในช่วงมุมปะทะหลังการรบกวน ดังนั้นจึงต้องเลือกแบบจำลองที่เหมาะสมสำหรับการปรับแก้ค่า C_L ใหม่ จากการศึกษาพบว่า แบบจำลอง Corrigan and Schillings (1994) ให้ผลการคำนวณที่แม่นยำที่สุด



รูปที่ 4.6 การเปรียบเทียบผลการคำนวณและผลการทดลองของกังหันลม NREL Phase VI

จากรูปที่ 4.4 เป็นการปรับปรุงโปรแกรม SuWiTStat โดยผู้วิจัยได้ปรับปรุงเพิ่มเติมในส่วนของการเลือกใช้แบบจำลองหน่วงการรูด (Stall delay model) ซึ่งเลือกใช้แบบจำลอง Corrigan - Schillings เข้ามาปรับแก้เพิ่มเติมในช่วงที่เกิดการรูด (มุมปะทะ > 20°) หากมุมปะทะมากกว่า 90° จะยังคงใช้แบบจำลองหลังการรูด Viterna – Corrigan's เช่นเดิม ปรากฏว่า ผลการการคำนวณมีความแม่นยำมากขึ้น



รูปที่ 4.7 ผลการคำนวณจากโปรแกรม SuWiTStat ครั้งล่าสุดเปรียบเทียบผลการคำนวณและผลการทดลองของกังหันลม NREL Phase VI

บทที่ 5

ผลลัพธ์และการอภิปรายผล

5.1 กล่าวนำ

ในขั้นตอนนี้จะเป็นการคำนวณหารูปทรงรวมทั้งมุมบิดของใบกังหันที่ดีที่สุดด้วยโปรแกรม SuWiTStat โดยมีข้อจำกัดอยู่ที่กำลังงานที่ผลิตได้จะต้องไม่เกินพิกัดกำลังงานของกังหันลมต้นแบบ NREL Phase VI (19.8 kW) จากนั้นใบกังหันที่ดีที่สุดซึ่งถูกออกแบบให้เหมาะสมกับสถิติลมตามฤดูกาล จะถูกนำไปวิเคราะห์ภายใต้สถิติลมเฉพาะพื้นที่เพื่อคำนวณหามุมเฟินที่เหมาะสมที่ทำให้กังหันลมผลิตงานรายปีได้สูงสุด ซึ่งผลการคำนวณดังกล่าวจะถูกนำไปเปรียบเทียบกับงานรายปีที่ผลิตได้จากกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี จากนั้นจึงเป็นการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อคำนวณหาต้นทุนพลังงาน ซึ่งในขั้นตอนนี้จะต้องทำการประเมินต้นทุนในการติดตั้งกังหันลม เช่น ราคาใบกังหัน ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิด และปริมาณของวัสดุที่เลือกใช้ และราคากังหันลม เป็นต้น

หมายเหตุ: กำหนดให้ กังหันลม (1) คือ กังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล

กังหันลม (2) คือ กังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี

5.2 การออกแบบใบกังหันในเชิงอากาศพลศาสตร์ที่เหมาะสมกับสถิติลม

ในหัวข้อนี้จะเป็นการออกแบบใบกังหันที่สามารถผลิตงานรายปีได้สูงสุดในแต่ละพื้นที่ โดยที่จะเปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างการออกแบบด้วยสถิติลมตลอดทั้งปี กับการออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล โดยเลือกความเร็วลมที่ทำให้ความหนาแน่นกำลังลมสูงสุดเป็นความเร็วลมออกแบบ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้ คือ ความยาวคอร์ด และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวของใบกังหัน รวมถึงมุมเฟินที่เหมาะสมที่ทำให้กังหันลมผลิตงานรายปีได้สูงที่สุด

จากบทที่ 3 การออกแบบใบกังหันจะแบ่งเป็นกรณีตามจำนวนพิกัดของข้อมูลลมตรวจวัด แต่เนื่องจากข้อมูลลมตรวจวัดของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และข้อมูลลมตรวจวัดของอุตุนิคมวิทยา มีความถี่และคุณภาพของข้อมูลไม่สูงมากนัก ดังนั้นในการออกแบบใบกังหันจึงเลือกใช้เฉพาะข้อมูลลมตรวจวัดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพราะมีความถี่ (เฉลี่ยทุก ๆ 1 ชั่วโมง) และมีระยะเวลาของการเก็บข้อมูลที่เหมาะสม (2 – 3 ปี) ดังนั้นกรณีศึกษาจึงมีทั้งหมด 14 กรณีตามจำนวนสถานีตรวจวัดลม ซึ่งถูกเรียบเรียงไว้ในตารางที่ 3.1

5.2.1 ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล

เนื่องจากลักษณะภูมิอากาศส่วนใหญ่ของประเทศไทยแบ่งออกเป็น 3 ฤดู คือ ฤดูร้อน (มีนาคม – เมษายน) ฤดูฝน (พฤษภาคม – ตุลาคม) และฤดูหนาว (พฤศจิกายน – กุมภาพันธ์) ในช่วงฤดูฝนจะเป็นช่วงที่ยาวนานที่สุด และเป็นช่วงที่มีลมมีกำลังแรงเพราะเป็นช่วงมรสุม หากออกแบบใบกังหันให้เหมาะกับสถิติลมช่วงนี้ จะทำให้กังหันลมสามารถดึงพลังงานจากลมออกมาได้สูง บวกกับการปรับมุมเฟินให้เหมาะสม ก็จะทำให้กังหันลมสามารถผลิตงานรายปีได้มากยิ่งขึ้น สำหรับในฤดูกาลอื่นจะเป็นช่วงที่ศักยภาพพลังงานลมต่ำกว่า แต่หากปรับมุมเฟินใหม่ให้เหมาะสมกับสถิติลมในช่วงฤดูนั้น ๆ จะทำให้ผลรวมของงานที่กังหันผลิตได้ในแต่ละฤดูมีค่าสูงขึ้นกว่าการปรับมุมเฟินเพียงค่าเดียว จากตารางที่ 5.1 พบว่า งานรายปีของกังหันลมที่ถูกออกแบบตามฤดูกาลจะมีค่าสูงกว่างานรายปีของกังหันลมต้นแบบในทุกกรณีศึกษา สรุปได้จาก % ผลต่างซึ่งในกรณีที่ 1 (ลำตะคอง จ.นครราชสีมา) กังหันลมผลิตงานรายปีได้สูงสุด คือ 52.46 MWh/y รองลงมาคือ กรณีที่ 7 (อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์) ผลิตงานรายปีได้ 49.04 MWh/y และในกรณีที่ 8 (ท่าฉัตรไชย จ.ภูเก็ต) ผลิตได้ 27.52 MWh/y ตามลำดับ สำหรับในกรณีที่ 3 (อ.แม่เมะ จ.ลำปาง) เป็นกรณีกังหันลมผลิตงานรายปีได้ต่ำที่สุด คือ 6.55 MWh/y เนื่องจากเป็นบริเวณที่มีศักยภาพความเร็วลมต่ำที่สุด โดยที่ความเร็วลมเฉลี่ยเพียง 2.63 m/s (จากตารางที่ 3.4) ส่วนตารางที่ 5.2 แสดงค่ามุมเฟินที่เหมาะสมกับสถิติลมในแต่ละฤดูกาล

ตารางที่ 5.1 งานรายปี ของกังหันลมต้นแบบ และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล

กรณี	ฤดูร้อน		ฤดูฝน		ฤดูหนาว		AEP [MWh/year]	AEP NREL Phase VI [MWh/year]	% ผลต่าง
	พลังงานที่ได้ [MWh/season]	พลังงานที่ได้ [MWh/month]	พลังงานที่ได้ [MWh/season]	พลังงานที่ได้ [MWh/month]	พลังงานที่ได้ [MWh/season]	พลังงานที่ได้ [MWh/month]			
1	5.97	2.99	27.03	4.51	19.46	4.87	52.46	41.01	21.826
2	6.94	3.47	18.61	3.10	9.33	2.33	34.88	27.27	21.818
3	1.36	0.68	3.4	0.57	1.79	0.45	6.55	5.89	10.076
4	2.72	1.36	6.44	1.07	9.39	2.35	18.55	15.26	17.736
5	1.91	0.96	2.59	0.43	6.99	1.75	11.48	9.39	18.206
6	4.51	2.26	12.66	2.11	13.74	3.44	30.9	24.87	19.515
7	6.36	3.18	25.99	4.33	16.69	4.17	49.04	38.41	21.676
8	2.25	1.13	17.95	2.99	7.32	1.83	27.52	21.74	21.003
9	1.58	0.79	7.04	1.17	6.76	1.69	15.39	12.81	16.764
10	3.04	1.52	6.33	1.06	8.22	2.06	17.59	12.97	26.265
11	3.15	1.58	6.93	1.16	7.33	1.83	17.41	13.89	20.218
12	4.8	2.40	6.66	1.11	16.91	4.23	28.37	22.2	21.748
13	3.12	1.56	10.9	1.82	8.6	2.15	22.62	18.21	19.496
14	1.95	0.98	7.44	1.24	5.35	1.34	14.74	12.49	15.265

ตารางที่ 5.2 มุมฟันที่เหมาะสมกับสถิติตามฤดูกาลในแต่ละกรณี

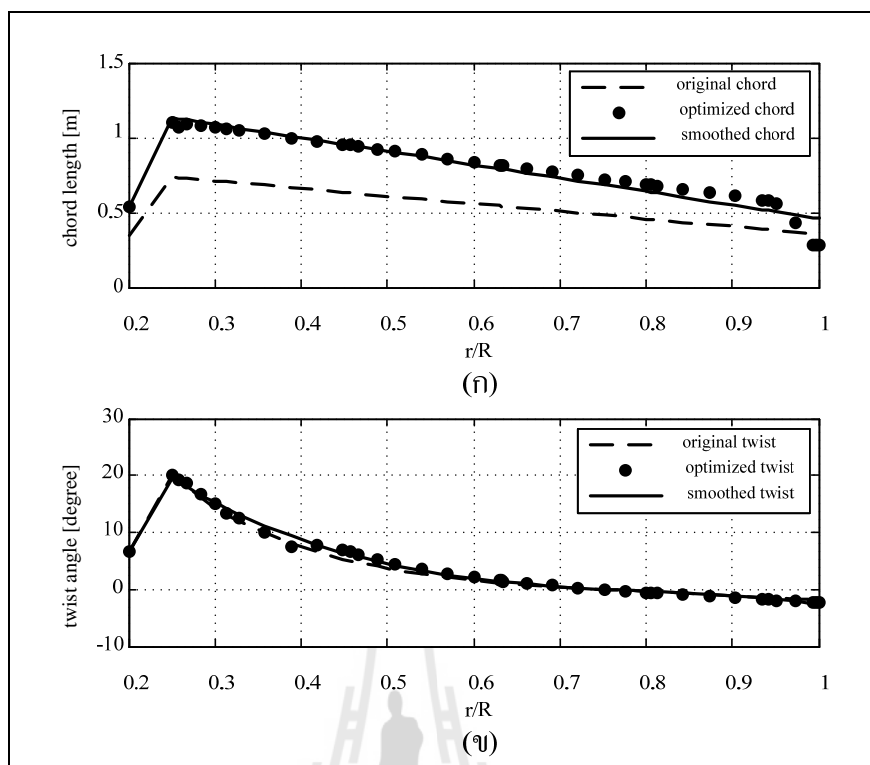
กรณี	Optimal tip pitch [Degree]		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
1	1	3	3
2	1	3	4
3	0	0	0
4	0	0	1
5	1	0	1
6	1	1	2
7	1	2	2
8	1	3	1
9	0	1	1
10	1	0	1
11	1	1	1
12	1	0	3
13	1	1	1
14	0	0	0

จากการออกแบบจะแสดงให้เห็นถึงความไม่ต่อเนื่องของจุดเหมาะสมที่โปรแกรมทำการค้นหา มีสาเหตุมาจากการกำหนดจำนวน และระยะห่างระหว่างจุดที่ทำการค้นหาในแต่ละอิลิเมนต์ หากเพิ่มจำนวนจุดในการค้นหามากขึ้น จะทำให้ได้ลักษณะใบกังหันที่เข้าใกล้จุดเหมาะสมมากยิ่งขึ้น แต่ผลเสียคือ ทำให้ใช้เวลาในการคำนวณนานขึ้น ดังนั้นเพื่อให้ง่ายต่อการนำไปผลิตเป็นใบกังหันจริง จึงได้สร้างเส้นแนวโน้มที่สอดคล้องกับจุดเหมาะสมที่คำนวณได้ในแต่ละอิลิเมนต์ ทำให้ได้ใบกังหันที่สมจริงมากยิ่งขึ้น สำหรับผลการคำนวณในส่วนของ ความยาวคอร์ด มุมบิด และเส้นกราฟสมรรถนะของใบกังหันที่ดีที่สุด จะถูกเลือกมาวิจารณ์เพียงบางกรณีที่มีผลลัพธ์ที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน ในที่นี้จะเลือกวิจารณ์ 3 กรณีดังต่อไปนี้ คือ 1) กรณี: เชื้อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา 2) กรณี: อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง และ 3) กรณี: อ.เมือง จ.มุกดาหาร สำหรับผลลัพธ์ที่เหลือจะถูกนำเสนอไว้ในภาคผนวก ก

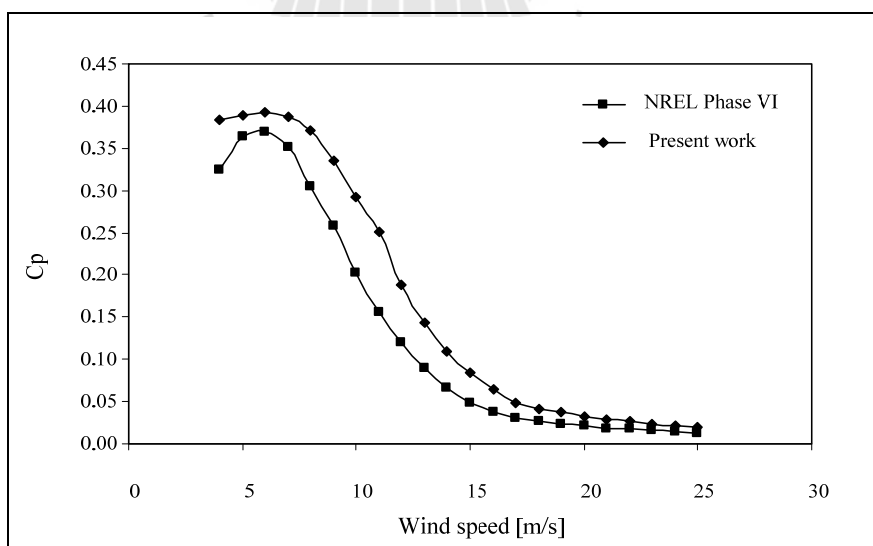
1) กรณี : เชื้อนลำตะคอง จ. นครราชสีมา

ผลการคำนวณในกรณี เชื้อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา แสดงในรูปที่ 5.1 – 5.4 โดยที่รูปที่ 5.1 (ก) และ (ข) คือ ความยาวคอร์ค และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน เห็นได้ว่าใบกังหันที่เหมาะสมมีขนาดใหญ่กว่าใบกังหันต้นแบบ เนื่องจากความเร็วลมออกแบบในกรณีที่ 1 ค่าสูงกว่ากังหันลมต้นแบบพอสมควร กล่าวคือ กังหันลมต้นแบบจะใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 7 m/s ในขณะที่กังหันลมในกรณีที่ 1 ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 9.45 m/s ดังนั้นใบกังหันจึงต้องมีขนาดใหญ่ขึ้นเพื่อที่จะดึงกำลังงานจากลมออกมาให้ได้มากที่สุด แต่ต้องไม่ใหญ่เกินไปจนทำให้แรงต้านทางอากาศพลศาสตร์มีผลให้กำลังงานของกังหันลมลดลง สาเหตุอีกประการที่ทำให้ใบกังหันที่เหมาะสมมีขนาดใหญ่กว่ากังหันลมต้นแบบมากอย่างเห็นได้ชัด คือ ความยาวคอร์คที่ระยะ 80% ของความยาวใบกังหันต้นแบบ ถูกจำกัดอยู่ที่ 457 mm อีกทั้งความสอบ (Taper) ของใบกังหันถูกกำหนดให้เป็นแบบเชิงเส้น (Linear) ข้อกำหนดดังกล่าวจึงทำให้ความยาวคอร์คตลอดความยาวใบกังหัน ยังมีใช้ค่าที่เหมาะสมที่สุด ทั้งนี้เพื่อประโยชน์ในการเปรียบเทียบกับสมรรถนะของกังหันลมรุ่นก่อนหน้าซึ่งเป็นแบบใบตรง (Straight blade) ที่มีความยาวคอร์คตลอดใบเท่ากับ 457 mm เช่นเดียวกัน (Giguère and Selig, 1999)

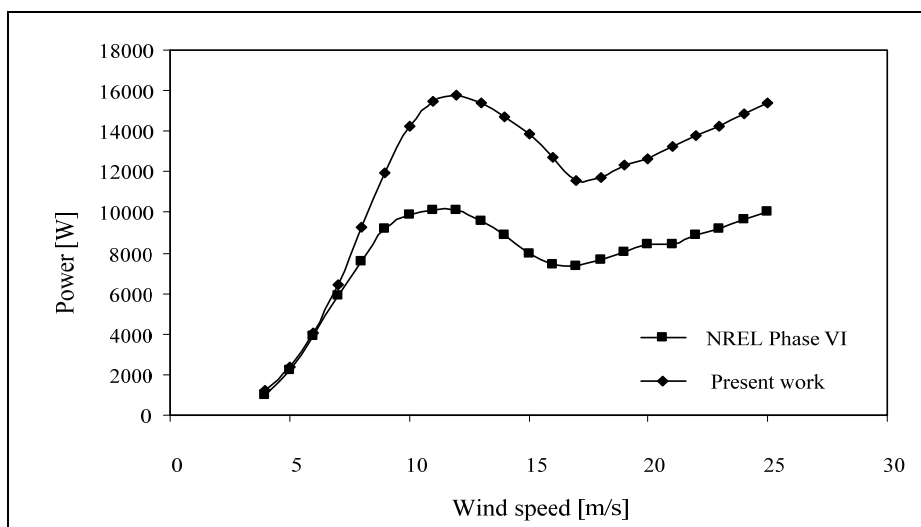
สำหรับมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวของใบจะสูงกว่ามุมบิดของใบกังหันต้นแบบเล็กน้อย เนื่องจากความเร็วลมออกแบบที่ใช้มีค่าต่างกันตามข้อมูลที่น่าเสนอไว้ข้างต้น หากพิจารณามุมบิดบริเวณโคนใบจะเห็นได้ว่ามีค่าค่อนข้างสูง ทั้งนี้เพื่อรองรับการไหลแยกเนื่องจากมุมปะทะบริเวณโคนใบมีค่าสูงในขณะที่ความเร็วเชิงมุมที่โคนใบมีค่าต่ำ ในรูปที่ 5.2 – 5.3 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ พบว่ากังหันลมที่เหมาะสมจะผลิตกำลังงานได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบในทุกช่วงความเร็วลม และจากรูปที่ 5.4 แสดงให้เห็นถึงงานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาลเมื่อมุมบิดเปลี่ยนไป จะเห็นได้ว่ามุมบิดที่เหมาะสมกับสถิติลมในแต่ละฤดูกาลจะทำให้กังหันลมผลิตงานได้สูงที่สุด ซึ่งในฤดูร้อนกังหันลมจะผลิตงานได้สูงสุด 5.97 MWh/season ที่มุมบิด 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 27.03 MWh/season ที่มุมบิด 3 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 19.46 MWh/season ที่มุมบิด 3 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 52.46 MWh/year ทั้งนี้ตำแหน่งของมุมบิดที่เหมาะสมจะขึ้นอยู่กับความแรงของลมในแต่ละฤดูกาล แต่ในกรณีนี้มุมบิดที่เหมาะสมกับสถิติลมในฤดูฝนกับฤดูหนาวมีค่าเท่ากันทั้งที่ความแรงลมแตกต่างกัน เป็นผลมาจากความละเอียดของการปรับมุมบิดนั้นยังไม่มากพอ หากทำการปรับมุมบิดให้ละเอียดขึ้น จะพบว่ามุมบิดที่เหมาะสมในแต่ละฤดูกาลนั้นย่อมมีความแตกต่างกันอย่างแน่นอน



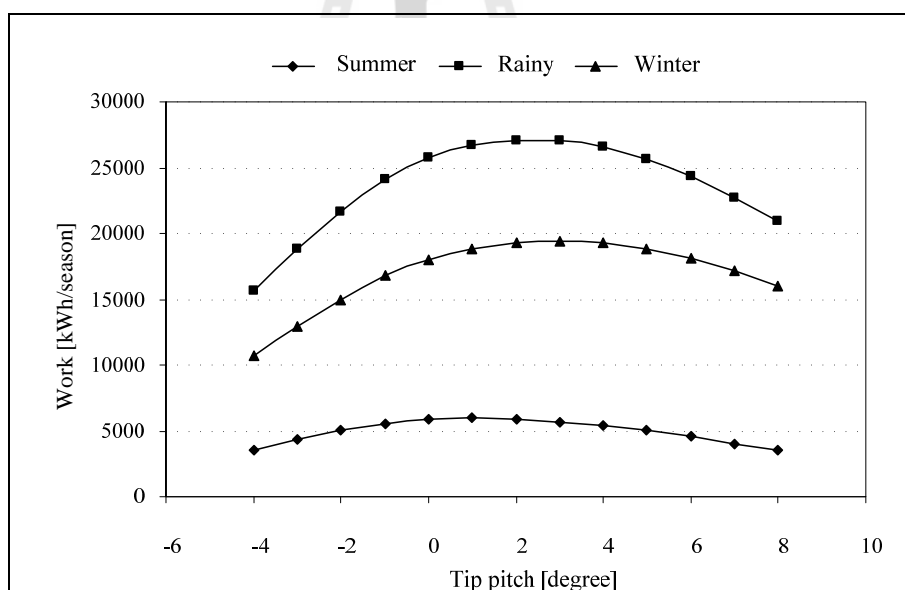
รูปที่ 5.1 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ 5.2 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



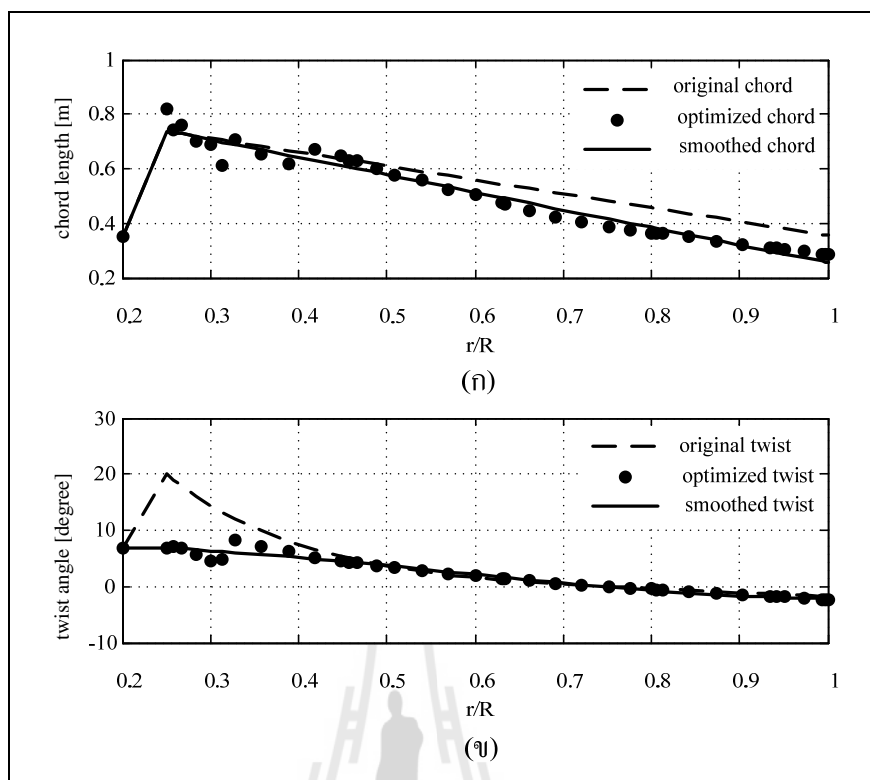
รูปที่ 5.3 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



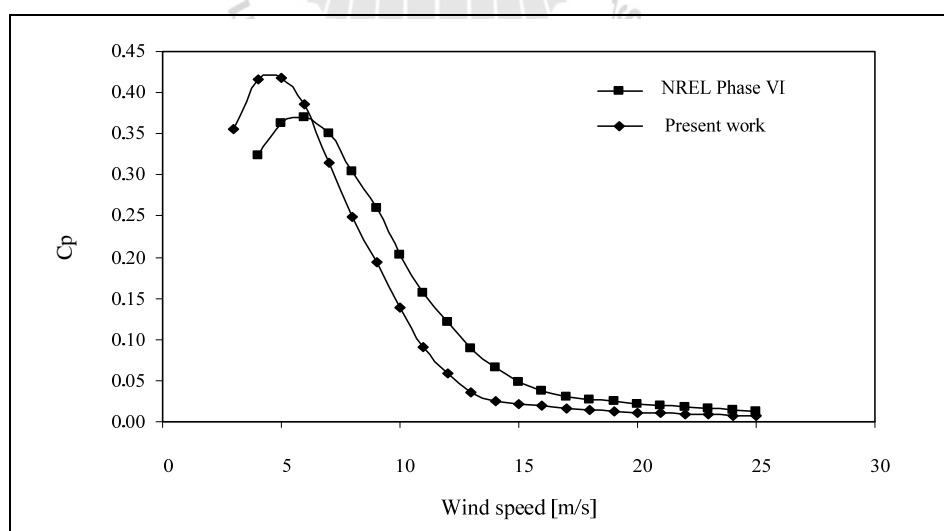
รูปที่ 5.4 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเพินปลายใบเปลี่ยนไป

2) กรณี : อ. แม่เมาะ จ. ลำปาง

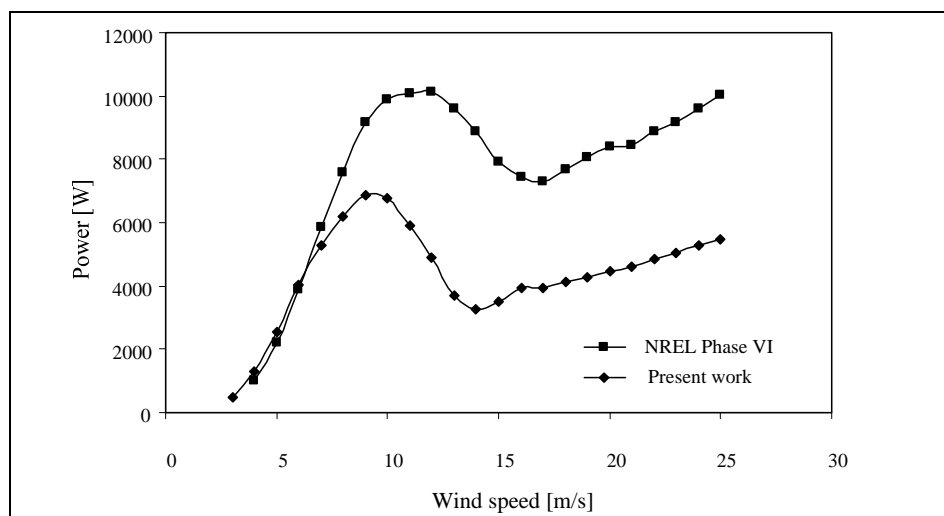
ผลการคำนวณในกรณี อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง แสดงในรูปที่ 5.1 – 5.4 โดยที่รูปที่ 5.5 (ก) และ (ข) คือ ความยาวคอรั๊ด และมุมบิตที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน เนื่องจากความเร็วลมออกแบบค่อนข้างต่ำคือ 4.74 m/s ใบกังหันที่เหมาะสมจึงต้องมีขนาดเล็กเพื่อลดแรงต้าน และลดน้ำหนัก ในส่วนของมุมบิตจะแตกต่างจากใบกังหันต้นแบบอย่างเห็นได้ชัดโดยเฉพาะบริเวณโคนใบ เนื่องจากความเร็วลมออกแบบที่ต่ำทำให้ไม่จำเป็นต้องบิตใบมากนักเพื่อลดมุมปะทะ สำหรับรูปที่ 5.10 – 5.11 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ พบว่ากังหันลมที่เหมาะสมจะผลิตกำลังงานได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบในช่วงความเร็วลมต่ำ ประมาณ 3 – 6 m/s หลังจากนั้นประสิทธิภาพจะต่ำกว่ากังหันลมต้นแบบในช่วงความเร็วลมสูง จากผลลัพธ์นี้สามารถวิเคราะห์ได้ว่า ใบกังหันที่เล็กลงนอกจากจะเป็นการลดแรงต้านแล้ว แรงยกก็จะลดลงตามไปด้วย จึงเป็นเหตุให้กำลังงานและประสิทธิภาพของกังหันลมที่เหมาะสมมีค่าต่ำกว่ากังหันลมต้นแบบ แต่อย่างไรก็ดีจากรูปที่ 3.5 ความเร็วลมในบริเวณ อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง จะอยู่ที่ประมาณ 0 – 6 m/s เป็นส่วนใหญ่ ซึ่งเป็นช่วงที่กังหันลมที่ออกแบบไว้นี้มีประสิทธิภาพสูง ดังนั้นกังหันลมที่เหมาะสมจะยังสามารถดึงพลังงานจากลมได้มากกว่ากังหันลมต้นแบบ เห็นได้จากรูปที่ 5.8 จะพบว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 1.36 MWh/season ที่มกราคม 0 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 3.4 MWh/season ที่มกราคม 0 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 1.79 MWh/season ที่มกราคม 0 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 6.55 MWh/year และด้วยเหตุผลเดียวกันกับกรณีศึกษาก่อนหน้านี้ หากทำการปรับมุมเฟินให้มีความละเอียดมากขึ้น ก็จะเห็นว่ามุมเฟินที่เหมาะสมในแต่ละฤดูกาลมีความแตกต่างกัน



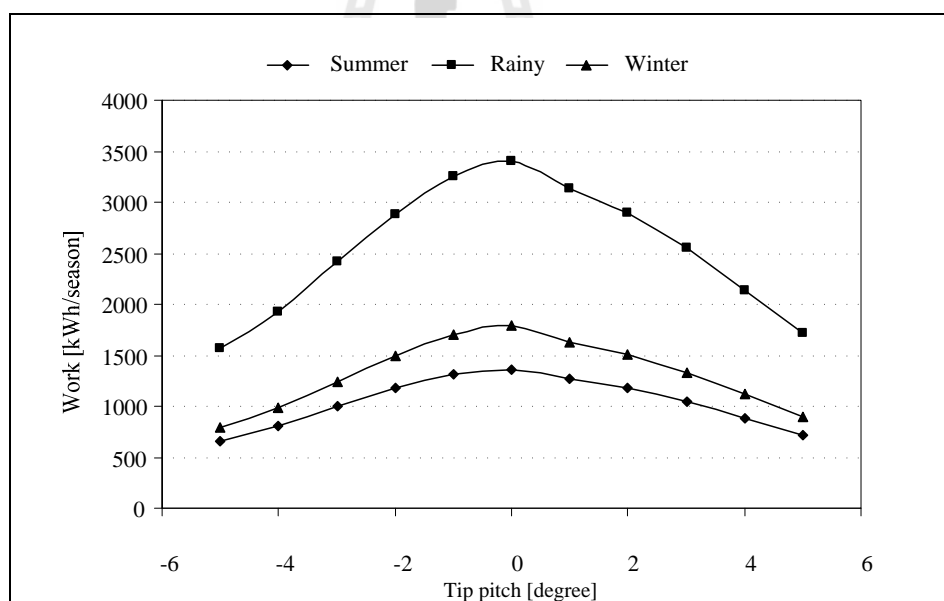
รูปที่ 5.5 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุด
เทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ 5.6 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับ
กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



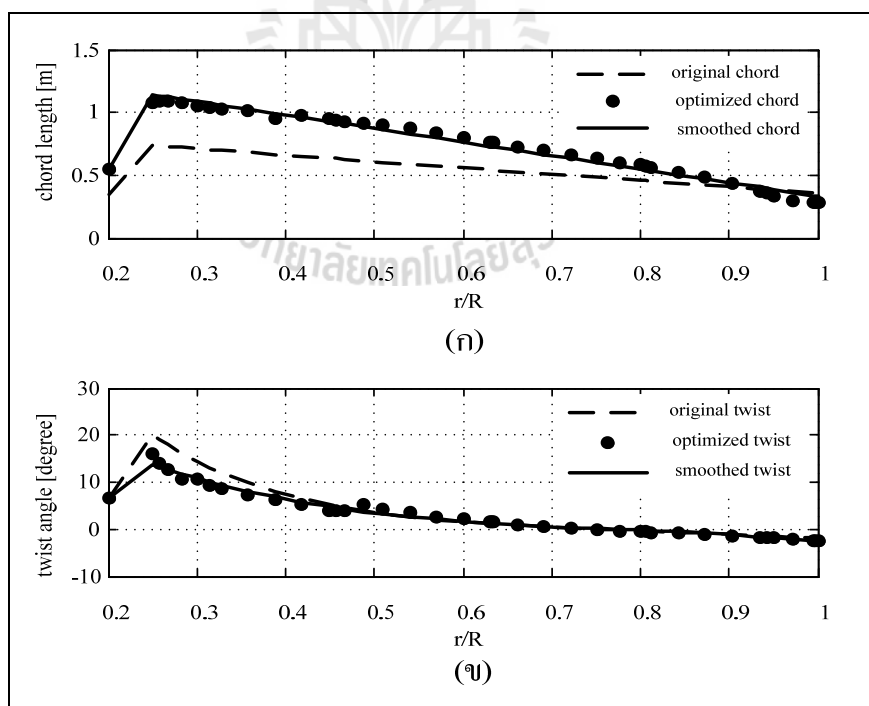
รูปที่ 5.7 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



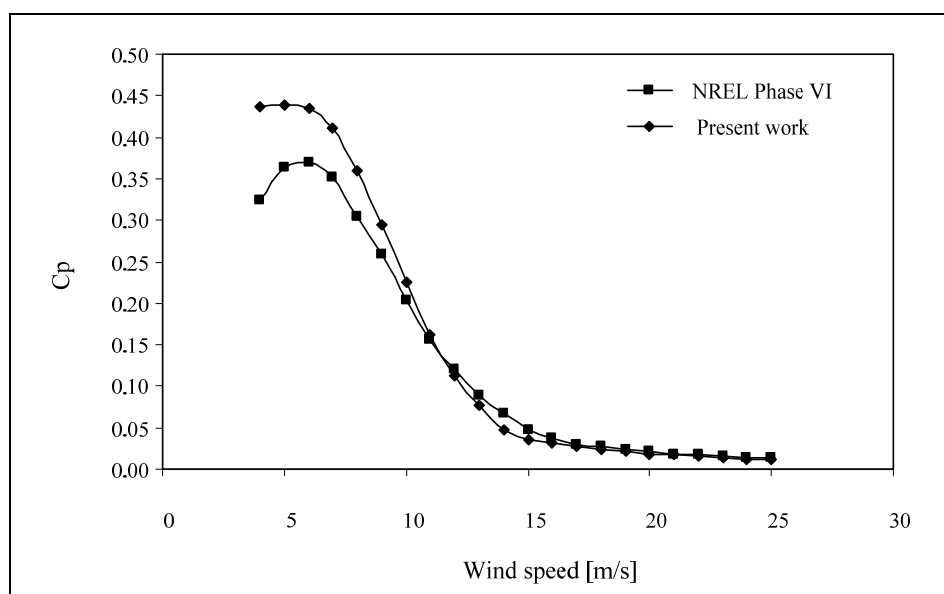
รูปที่ 5.8 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

3) กรณี : อ. เมือง จ. Mukdahan

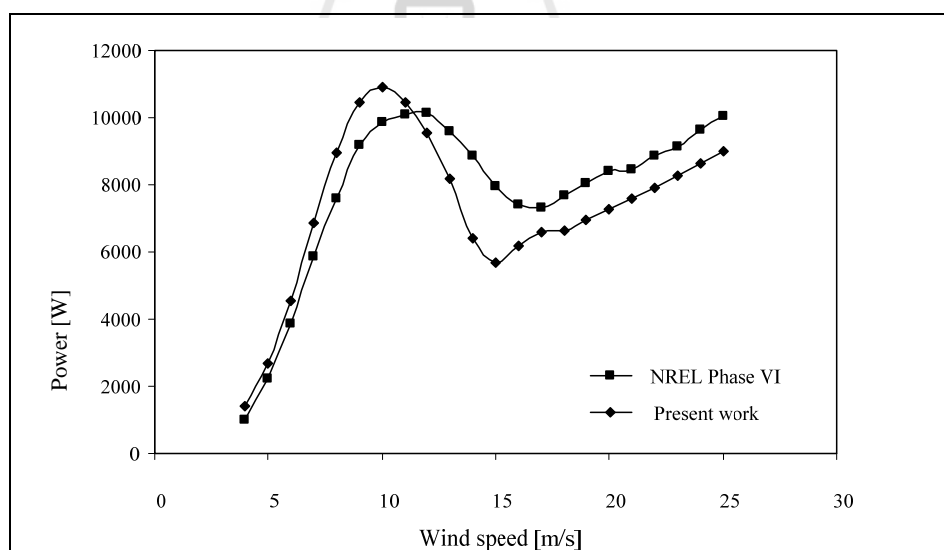
ผลการคำนวณในกรณี อ.เมือง จ.มุกดาหาร แสดงในรูปที่ 5.9 – 5.12 โดยที่รูปที่ 5.9 (ก) และ (ข) คือ ความยาวคอर्ड และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน โดยใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 6.59 m/s ซึ่งถือว่าใกล้เคียงกับความเร็วลมออกแบบของกังหันลมต้นแบบ จึงเห็นได้ว่าความยาวคอर्डของกังหันลมทั้งสองจะใกล้เคียงกันโดยเฉพาะบริเวณปลายใบ (85% ขึ้นไป) ในส่วนมุมบิดจะใกล้เคียงกันตลอดความยาวใบ ยกเว้นบริเวณโคนของใบกังหันลมที่เหมาะสมจะมีมุมบิดต่ำกว่าของต้นแบบ นั้นเพราะมุมปะทะที่ต่ำกว่าจึงทำให้การบิดใบเพื่อลดมุมปะทะมีค่าน้อยกว่าตามไปด้วย สำหรับรูปที่ 5.10 – 5.11 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และ กำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่าที่ความเร็วลม 4 – 10 m/s กังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบ แต่ยังสามารถผลิตงานรายปีได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบ เนื่องจากถูกออกแบบให้เหมาะสมกับสถิติลมในบริเวณนี้ จากรูปที่ 5.12 จะพบว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 2.72 MWh/season ที่มุมเฟิน 0 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 6.44 MWh/season ที่มุมเฟิน 0 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 9.39 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 18.55 MWh/year



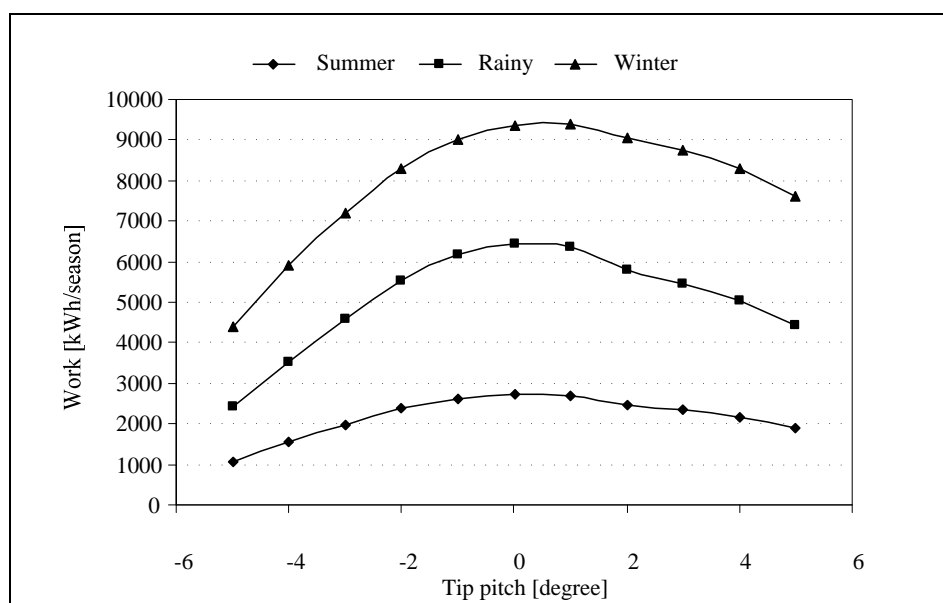
รูปที่ 5.9 (ก) ความยาวคอर्डที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอर्डของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ 5.10 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับ
กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ 5.11 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับ
กังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ 5.12 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

5.2.2 ออกแบบด้วยสถิติลมตลอดทั้งปี

สำหรับการออกแบบกังหันลมที่เหมาะสมกับสถิติลมตลอดทั้งปีจะเป็นกรณีเปรียบเทียบกับกรอกแบบกังหันลมที่เหมาะสมกับสถิติลมตามฤดูกาล ซึ่งผลลัพธ์ของหัวข้อนี้ที่จะนำมาใช้เปรียบเทียบคือ งานรายปีสูงสุดที่กังหันลมสามารถผลิตได้ที่มุมเอนที่เหมาะสมค่าหนึ่งจากตารางที่ 5.3 พบว่าในทุกกรณีของการออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาลจะให้งานรายปีที่สูงกว่าการออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี ซึ่งกรณีที่ 8 (ท่าฉัตรไชย จ.ภูเก็ต) กังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดู สามารถผลิตงานรายปีได้สูงกว่ากังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปีถึง 7.510 % รองลงมาคือกรณีที่ 7 (อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์) และกรณีที่ 14 (เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี) คือ 4.919 % และ 4.613 % ตามลำดับ

สำหรับงานรายปีสูงสุดของกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปีสามารถผลิตได้มากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับศักยภาพพลังงานของในแต่ละพื้นที่ กล่าวคือ ในกรณีที่ 1 (ลำตะคอง จ.นครราชสีมา) กังหันลมผลิตงานรายปีได้สูงสุด คือ 52.40 MWh/y ที่มุมเอนปลายใบ 3 องศา รองลงมาคือ กรณีที่ 7 (อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์) ผลิตงานรายปีได้ 46.63 MWh/y ที่มุมเอนปลายใบ 2 องศา และในกรณีที่ 8 (ท่าฉัตรไชย จ.ภูเก็ต) ผลิตได้ 40.21 MWh/y ที่มุมเอนปลายใบ 3 องศา ตามลำดับ สำหรับในกรณีที่ 3 (อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง) เป็นกรณีกังหันลมผลิตงานรายปีได้ต่ำที่สุด คือ 6.28 MWh/y ที่มุมเอนปลายใบ 0 องศา เนื่องจากเป็นบริเวณที่มีศักยภาพความเร็วลมต่ำที่สุด ซึ่งเป็นไปในทิศทางเดียวกับผลลัพธ์ที่ได้จากกังหันลมออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาล

อย่างไรก็ดีกังหันลมที่ถูกออกแบบให้เหมาะสมกับสถิติลมไม่ว่าจะเป็นตามฤดูกาลหรือสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี จะสามารถผลิตงานรายปีได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI) ได้ในทุกกรณี

ตารางที่ 5.3 งานรายปี ของกังหันลมต้นแบบ และกังหันลมที่ดีที่สุดที่ออกแบบด้วยสถิติลมตลอดปี

กรณี	Optimal tip pitch [degree]	AEP [MWh/year]		% ผลต่าง (1) กับ (2)	NREL PhaseVI
		กังหันลม (1)	กังหันลม (2)		
1	3	52.40	52.46	0.114	40.96
2	3	34.25	34.88	1.797	26.79
3	0	6.28	6.55	4.122	5.65
4	0	18.05	18.55	2.695	14.86
5	1	11.45	11.48	0.251	10.46
6	1	29.78	30.90	3.625	25.27
7	2	46.63	49.04	4.919	38.52
8	3	40.21	43.48	7.510	35.03
9	1	15.28	15.39	0.715	12.97
10	1	16.79	17.59	4.548	12.97
11	1	17.14	17.41	1.551	14.37
12	1	28.18	28.37	0.670	23.82
13	1	22.43	22.62	0.840	18.05
14	0	14.06	14.74	4.613	12.51

หากพิจารณา % ผลต่าง ในตารางที่ 5.3 จะพบว่าผลลัพธ์โดยส่วนใหญ่แสดงให้เห็นว่ากังหันลมที่ถูกออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดูกาลจะผลิตงานรายปีได้สูงกว่ากังหันลมที่ถูกออกแบบด้วยสถิติลมตลอดปีได้ไม่มากนัก ดังนั้นจึงเป็นประเด็นให้ศึกษาได้อีกว่า % ผลต่างเท่าไรจึงจะคุ้มค่าที่จะการหยุดการทำงานของกังหันลมเพื่อทำการปรับมุมเฟินให้เหมาะสมกับสถิติลมในแต่ละฤดู เพราะในการหยุดการทำงานของกังหันลมในแต่ละครั้งย่อมส่งผลถึงรายได้ที่จะขาดไป ประเด็นนี้จึงเป็นประเด็นสำคัญที่จะต้องมีการศึกษาต่อไป

5.3 การคำนวณหาความหนาขอบที่เหมาะสมด้วยทฤษฎีกลศาสตร์

การคำนวณหาความเค้นสูงสุดที่เกิดขึ้นบนใบกังหันจะทำให้เราทราบว่าหนาขอบ (Skin thickness) ที่น้อยที่สุดที่จะไม่ทำให้ใบกังหันเกิดความเสียหายในขณะที่กังหันลมทำงานภายใต้สภาวะลมในระดับที่สูงสุด ในงานวิจัยจะเลือกใช้ความเร็วลม Class II (59.5 m/s) เป็นความเร็วลมออกแบบ (IEC, 1998) ซึ่งเป็นความเร็วลมสูงสุดที่จะเกิดขึ้นได้ในช่วงเวลา 50 ปี สำหรับความเค้นสูงสุดจะเกิดที่โคนใบกังหัน คำนวณได้จากสมการ (4.5) ซึ่งผลการคำนวณค่าความเค้นสูงสุด (σ_{MAX}) มวลใบกังหัน ราคาใบกังหัน และราคากังหัน จะแสดงไว้ในตารางที่ 5.3 เมื่อเทียบกับใบกังหันต้นแบบ ซึ่งมีมวลเท่ากับ 120.4 kg (Malcolm and Hansen, 2006) ส่งผลให้การประเมินราคาใบกังหัน และราคากังหันลมต้นแบบ มีค่าเท่ากับ 2408 \$/kg และ 12040 \$/kWh ตามลำดับ ส่วนความหนาขอบที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหันจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ข

ตารางที่ 5.4 ค่าความเค้นสูงสุด มวลใบกังหัน ราคาใบกังหัน และราคากังหัน

กรณี	กังหันลม (1)				กังหันลม (2)			
	σ_{MAX} [MPa]	มวล [kg]	ราคาใบกังหัน [บาท/kg]	ราคากังหัน [บาท/kWh]	σ_{MAX} [MPa]	มวล [kg]	ราคาใบกังหัน [บาท/kg]	ราคากังหัน [บาท/kWh]
1	92.11	102.10	66733.86	333669.30	91.04	98.91	64650.07	323250.33
2	91.16	94.45	61732.38	308661.88	91.14	109.45	71539.76	357698.79
3	93.63	77.00	50324.20	251621.02	93.63	76.995	50324.20	251621.02
4	92.51	91.87	60048.95	300244.74	92.51	91.87	60048.95	300244.74
5	91.53	87.43	57144.63	285723.17	92.25	89.31	58372.35	291861.77
6	91.10	101.11	66717.77	333588.86	91.82	102.08	66717.77	333588.86
7	93.01	93.46	61086.10	305430.50	91.14	109.45	71539.76	357698.79
8	91.87	94.37	61679.87	308399.35	90.80	105.10	68693.08	343465.39
9	92.71	89.46	58467.86	292339.30	93.43	85.83	56098.35	280491.77
10	93.56	87.25	1745.06	8725.32	91.96	86.36	56447.00	282235.00
11	93.13	97.68	63841.36	319206.78	93.85	89.88	58745.97	293729.86
12	91.31	98.01	64058.51	320292.56	92.04	96.97	63378.97	316894.86
13	93.55	101.46	66314.68	331573.41	91.11	98.56	64420.06	322100.31
14	92.78	85.71	56018.01	280090.05	92.78	85.71	56018.01	280090.05

5.4 การวิเคราะห์ใบกังหันด้วยหลักการทางเศรษฐศาสตร์

สำหรับในด้านต้นทุนพลังงาน (Cost of Energy หรือ COE) กังหันลมที่ดีที่สุดจะมีค่าต้นทุนพลังงานที่ต่ำกว่ากังหันลมต้นแบบในทุกกรณี และสังเกตได้ว่ายังบริเวณใดมีศักยภาพพลังงานลมที่สูง หรือกังหันลมสามารถผลิตงานรายปีได้มาก ต้นทุนพลังงานและยังมีค่าต่ำ จากรูปที่ 5.13 และตารางที่ 5.4 จะเห็นได้ว่าต้นทุนพลังงานของกังหันลมที่เหมาะสมจะมีค่าต่ำกว่าของกังหันลมต้นแบบในทุกกรณี ทั้งนี้เนื่องจากประเด็นหลัก 2 ประเด็น คือ กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตงานรายปีได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบ และราคาของกังหันลมที่เหมาะสมถูกกว่ากังหันลมต้นแบบ เมื่อประเมินจากราคาของใบกังหัน กล่าวคือ ราคาของใบกังหันจะมีค่าประมาณ 20 % ของราคากังหันลมทั้งต้นและนอกเหนือจากนั้น การคำนวณต้นทุนพลังงานจะรวมไปถึงค่าบำรุงรักษา และค่าดำเนินการในการติดตั้งกังหันลม ซึ่งอยู่ในรูปตัวแปร O & M และ BOS ในสมการดังต่อไปนี้

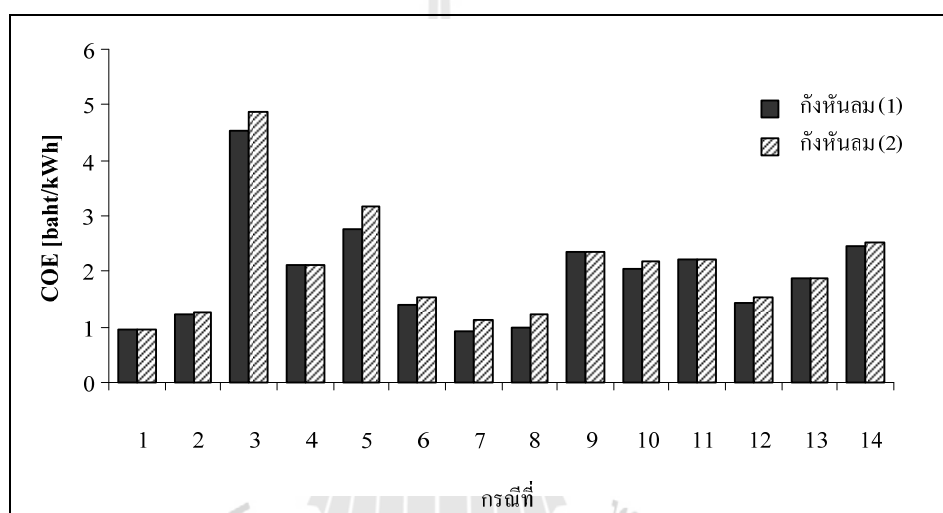
$$COE = \frac{TC + BOS}{AEP} \times FCR + O \& M \quad (4.4)$$

ตารางที่ 5.5 ต้นทุนพลังงาน ของกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดู

กรณี	COE [บาท/kWh]	
	กังหันลม (1)	กังหันลม (2)
1	0.9445	0.9453
2	1.2418	1.2737
3	4.5262	4.8784
4	2.0981	2.1016
5	2.7549	3.1694
6	1.4118	1.5242
7	0.9281	1.1167
8	1.0033	1.2174
9	2.3366	2.3560
10	2.0425	2.1764
11	2.2157	2.2131

ตารางที่ 5.5 ต้นทุนพลังงาน ของกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดู (ต่อ)

กรณี	COE [บาท/kWh]	
	กังหันลม (1)	กังหันลม (2)
12	1.4412	1.5308
13	1.8856	1.8893
14	2.4706	2.5367



รูปที่ 5.13 เปรียบเทียบค่า COE ระหว่างของกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี และกังหันลมที่ออกแบบด้วยสถิติลมตามฤดู

เมื่อทราบต้นทุนพลังงานแล้ว ในขั้นต่อไปจะเป็นการประเมินต้นทุนต่อปี (ATC) รายได้ต่อปี (ATR) และกำไรต่อปี โดยที่ต้นทุนต่อปีคำนวณได้จากสมการ (4.5)

$$ATC = COE \times AEP \quad (4.5)$$

สำหรับรายได้ต่อปีคำนวณได้จากสมการ (4.6)

$$ATR = AEP \times PF \quad (4.6)$$

เมื่อ PF คือ Price factor ซึ่งปัจจุบันการไฟฟ้าจะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมในราคาคงที่ หน่วยละ 2.60 บาท + Adder 3.50 บาท = 6.10 บาท

จากตารางที่ 5.5 รายได้ และกำไรต่อปี ล้วนแปรผันตรงต่องานรายปี กล่าวคือ ยิ่งกังหันลมสามารถผลิตงานรายปีได้มากเท่าไรก็จะก่อให้เกิดรายได้ และกำไรมากขึ้นตามไปด้วย นอกจากนี้ยังเปรียบเทียบให้เห็นถึงรายได้ และกำไรต่อปีในแบบที่คิด Adder และไม่คิด Adder ซึ่งจะเห็นได้ว่าในบางกรณีที่ไม่คิด Adder จะเกิดการขาดทุนขึ้น ดังนั้นการกำหนดให้มี Adder เพิ่มเข้าไปในราคารับซื้อย่อมเป็นแรงจูงใจให้เกิดการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมมากขึ้น

ตารางที่ 5.6 รายได้ต่อปี และกำไรต่อปี ที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถสร้างได้ในแต่ละกรณี

กรณี	COE [บาท/kWh]	ATC [บาท/ปี]	ATR [บาท/ปี]		กำไร [บาท/ปี]	
			คิด Adder	ไม่คิด Adder	คิด Adder	ไม่คิด Adder
1	0.9202	48272	320006	136396	271734	88124
2	1.2099	42202	212768	90688	170566	48486
3	4.4098	28884	39955	17030	11071	-11854
4	2.0441	37919	113155	48230	75236	10311
5	2.6841	30814	70028	29848	39214	-966
6	1.3755	42503	188490	80340	145987	37837
7	0.9043	44345	299144	127504	254799	83159
8	0.9775	42501	265228	113048	222727	70547
9	2.2766	35036	93879	40014	58843	4978
10	1.9900	35004	107299	45734	72295	10730
11	2.1588	37584	106201	45266	68617	7682
12	1.4041	39836	173057	73762	133221	33926
13	1.8372	41557	137982	58812	96425	17255
14	2.4071	35481	89914	38324	54433	2843

บทที่ 6

สรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 กล่าวนำ

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการออกแบบใบกังหันที่เหมาะสมกับสถิติลมในบริเวณต่าง ๆ ของประเทศไทยซึ่งจะพิจารณาทั้งสถิติลมเดียวตลอดทั้งปี และสถิติลมตามฤดูกาล โดยจะเปรียบเทียบผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ทั้งสองแนวทาง เพื่อให้ได้กังหันลมที่สามารถผลิตงานรายปีได้สูงสุด อีกทั้งยังต้องให้ต้นทุนพลังงานที่ต่ำสุด เพื่อก่อให้เกิดรายได้ต่อปีสูงสุด ในการออกแบบใบกังหันลมที่ดีที่สุดนี้ได้นำโปรแกรม SuWiTStat มาพัฒนาต่อยอด เพิ่มเติมในส่วนของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เข้าไป จากผลการคำนวณของโปรแกรมทั้งหมด สามารถสรุปและประมวลเป็นข้อเสนอแนะที่จะขยายผลสำหรับงานวิจัยต่อไปในอนาคต ดังต่อไปนี้

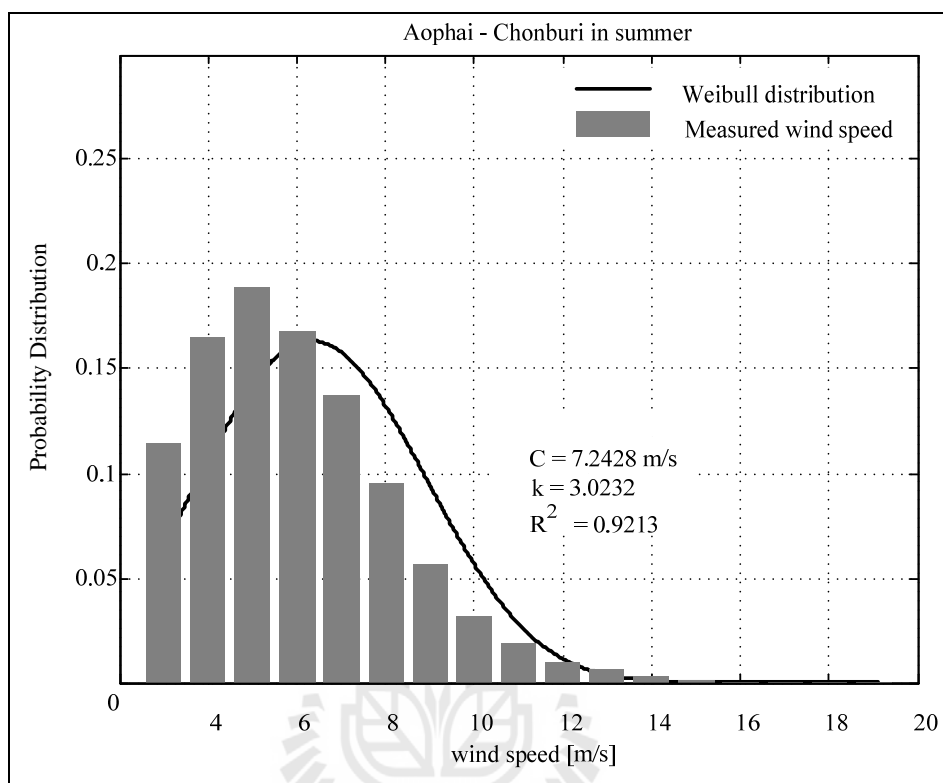
6.2 สรุป

- ใบกังหันลมที่ถูกออกแบบให้เหมาะสมกับสถิติลมจำเพาะพื้นที่ จะสามารถผลิตงานรายปีได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบในทุกกรณี โดยเฉพาะหากออกแบบให้เหมาะสมกับสถิติลมตามฤดูกาลก็ยังสามารถผลิตงานรายปีได้สูงมากยิ่งขึ้น
- ในด้านของต้นทุนพลังงาน กังหันลมที่เหมาะสมจะมีต้นทุนพลังงานที่ต่ำ ดังนั้นถ้าไรที่ได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลมที่เหมาะสมจึงสูงพอสมควร
- ในส่วนของเส้นกราฟทางสถิติในที่นี้คือ เส้นกราฟแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ ซึ่งเลือกใช้เป็นตัวแทนของการแจกแจงความถี่ของความเร็วมจริง จะถูกวิเคราะห์ถึงความน่าเชื่อถือด้วยหลักการวิเคราะห์การถดถอย พบว่าเส้นกราฟสถิติมีความแม่นยำที่สูง โดยเฉพาะเส้นกราฟสถิติที่สร้างจากข้อมูลลมตรวจวัดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

6.3 ข้อเสนอแนะ

- ในการวิเคราะห์ความน่าจะเป็นของความเร็วมตรวจวัดนั้นควรเริ่มวิเคราะห์ที่ความเร็วม 3 m/s ขึ้นไป เนื่องจากกังหันลมโดยทั่วไปจะเริ่มต้นทำงานที่ความเร็วม 3 m/s ยกตัวอย่างเช่นกรณี อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี เมื่อเริ่มวิเคราะห์ที่ความเร็วม 3 m/s ขึ้นไป ดังรูปที่ 6.1 จะเห็นได้ว่า

เส้นกราฟแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการแจกแจงความถี่ของข้อมูลลมตรวจวัดมีความสอดคล้องกันมากยิ่งขึ้น พิจารณาจากค่า R^2 ที่เพิ่มขึ้นจาก 0.5274 (จากรูปที่ 3.4) เป็น 0.9213



รูปที่ 6.1 การแจกแจงความถี่ของไวบูลล์ และการการแจกแจงความถี่ของความเร็วลมตรวจวัด ณ สถานีวัดลม อ.อ่าวไร่ จ.ชลบุรี เมื่อวิเคราะห์ที่ความเร็วลม 3 m/s ขึ้นไป

- การออกแบบกังหันลมด้วยสถิติลมตามฤดูกาลในงานวิจัยนี้ เป็นการออกแบบตามลักษณะสภาพภูมิอากาศซึ่งมีช่วงของระยะเวลาในแต่ละฤดูกาลที่ไม่เท่ากัน ดังนั้นฤดูที่มีระยะเวลานาน (ฤดูฝน) ย่อมเป็นช่วงที่มีพลังงานลมสูงสุด แต่หากพิจารณาในลักษณะของฤดูมรสุมจะทำให้ได้ช่วงเวลาในแต่ละฤดูที่เท่ากัน ซึ่งมีทั้งช่วงที่ลมแรง (ช่วงมรสุมเช้า) และช่วงลมสงบ (ช่วงลมมรสุมเปลี่ยนทิศ) หากออกแบบกังหันลมให้เหมาะสมกับฤดูมรสุม จึงเป็นที่เชื่อว่าจะได้กังหันลมที่สามารถผลิตงานรายปีได้สูงมากยิ่งขึ้น ซึ่งประเด็นนี้เป็นประเด็นสำคัญที่จะศึกษาต่อไปในอนาคต

- ในการวิเคราะห์ทางด้านกลศาสตร์ถึงความแข็งแรงของใบกังหันลม หากมีการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมเฉพาะทางเพื่อเปรียบเทียบกับผลการคำนวณ จะได้ผลลัพธ์ที่มีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น

- ทำการออกแบบใบกังหันที่มีขนาดใหญ่มากยิ่งขึ้นเพื่อสนับสนุนการผลิตกระแสไฟฟ้าในหน่วยที่ใหญ่มากยิ่งขึ้น
- ศึกษาถึงความเหมาะสม และลักษณะของการติดตั้งกังหันลมที่ออกแบบไว้ในรูปแบบของฟาร์มกังหัน (Wind farm)



รายการอ้างอิง

- การไฟฟ้านครหลวง. ราคาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก [Online], สืบค้นเมื่อ 15 กรกฎาคม 2557, จาก <http://www.mea.or.th/internet/Elecvalue/VSPPPrice.pdf>; 2557
- กวีวัน สีตะธนี. (2527). การวิเคราะห์พลังงานลมในประเทศไทย. (วิทยานิพนธ์ ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต. สาขาเทคโนโลยีพลังงาน. คณะพลังงานและวัสดุ. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี).
- กัตตรศิริ ปิยะพิมลสิทธิ์. ตัวแปรคัมมี (ออนไลน์). 30 กันยายน 2554. แหล่งที่มา <http://www.watpon.com/www>.
- ชโลธร ธรรมแท้ และทวิช จิตรสมบูรณ์. (2551). SuWiT โปรแกรมเพื่อการออกแบบและประเมินกังหันลม. ใน เอกสารการประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 4. นครปฐม: คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยศิลปากร
- ธนศ ไชยชนะ, สัมพันธ์ ไชยเทพ, วสันต์ จอมภักดี, วิวัฒน์ คลองพานิช และ ณัฐวุฒิ ดุษฎี. (2551). การวิเคราะห์ศักยภาพกำลังลมในฤดูฝนที่โครงการเกษตรที่สูงตามพระราชดำริ ดอยม่อนล้าน โดยใช้วิธีการการแจกแจงแบบไวบูลล์ ใน เอกสารการประชุมวิชาการเทคโนโลยีและนวัตกรรมสำหรับการพัฒนาอย่างยั่งยืน. คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น.
- สมศักดิ์ ไชยภินันท์. (2538). การวิเคราะห์ภาระบนใบพัดกังหันลมแนวนอนเพื่อช่วยในการออกแบบทางโครงสร้างของใบกังหันลม. วิศวกรรมสาร. 48 (10):35-41.
- วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2551). การออกแบบกังหันลมให้สอดคล้องกับสถิติลมเฉพาะพื้นที่, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทยครั้งที่ 22, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต จังหวัดปทุมธานี
- Akpinar, E, and Akpinar, S. (2004). **An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics.** Energy Conversion and Manaagement. 46. 1848 – 1867.
- Buning, P. OVERFLOW Users Manual ver. 1.6 ap.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. and Bossanyi, E. (2001). **Wind Energy Handbook.** New York: John Wiley & Son, Ltd.

- Benini E. and Toffolo A., (2002). **Optimal Design of Horizontal-Axis Wind Turbines Using Blade-Element Theory and Evolutionary Computation**, Journal of Solar Energy Engineering.
- Christophe, L. and Christain, M. (2004). Wind Turbine Performance Predictions Using a Differential Actuator-Lifting Disk Modeling. **In Canada Research Chair on the Aerodynamics of Wind Turbines in Nordic Environment, Proceeding and Abstracts**. Montreal. Canada.
- Cartar J., Ramirez P. and Velazquez S. (2008). **Influence of the level of fit of a density probability function to wind-speed data on the WECS mean power output estimation**. Energy Conversion and Management, 49: 2647-2655.
- Cartar J., Ramirez P. and Velazquez S., (2008). **Influence of the level of fit of a density probability function to wind-speed data on the WECS mean power output estimation**. Energy Conversion and Management, 49: 2647-2655.
- Du, Z., and Selig, M. (1998). **A 3-D Stall-Delay Model for Horizontal Axis Wind Turbine Performance Prediction**, AIAA-98-0021.
- Duque, E.P.N., Johnson, W., Vandam, C.P., Regina, C. and Karen, Y. (2000). Numerical Predictions of Wind Turbine Power and Aerodynamic Loads for the NREL Phase II Combined Experiment Rotor. **In ASME/AIAA Wind Energy Symposium, Proceeding and Abstracts**. Reno, Nevada. January 10-13.
- Eggleston, D.M. and Stoddard F. S. (1987). **Wind Turbine Engineering Design**. New York: Van Nostrand Company.
- Freris, L.L. (1990). **Wind Energy Conversion Systems**. Englewood Cliffs: Prentice Hall International (UK) Ltd.
- Garcia, A., Torres, L., Prieto, E. and Francisco, A. (1997). **Fitting Wind Speed Distributions: A case study**. Solar Energy. Vol. 62. pp. 139-144.
- Giguere, P, and Selig, M.S. (1997). Aerodynamic Blade Design Methods for Horizontal Axis Wind turbines. **In 13th Annual Canadian Wind Energy Association Conference and Exhibition**. Quebec City, Canada.
- Giguere, P, Selig, M.S. and Tamgler, J.L. (1999). Blade Design Trade-Offs Using Low-Lift Airfoils for Stall-Regulated HAWTs. **In ASME/AIAA Wind Energy Symposium, Proceeding and Abstracts**. Reno, Nevada, January 11-14.

- Giguère P., Selig M.S. and Tangler J.L., (1999). **Blade Design Trade-Offs Using Low-Lift Airfoils for Stall-Regulated HAWTs**. ASME/AIAA Wind Energy Symposium. Nevada, January 11-14.
- Hansen, A.C. and Laino, D.J. (1999). User's Guide to the Wind Turbine Dynamics Computer Programs YawDyn and AeroDyn for ADAMS. Available for download from: <http://wind2.nrel.gov/designcodes/yawdyn/>
- International Electrotechnical Commission, (1998). **“IEC 61400-1, Ed. 2: Wind Turbine Generator Systems - Part 1: Safety Requirements”**, FDIS -12 -15.
- Jaramillo, A. and Borja, M. (2004). Wind Speed Analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. **Renewable energy**. Vol. 29. pp. 1613 – 1630.
- Johnson, W. (1998). Rotorcraft Aerodynamics Models for a Comprehensive Analysis. Presented at **the American Helicopter Society Forum**, Washington, D.C., May.
- Jonkman, J. M. (2003). Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD [online]. **National Renewable Energy Laboratory**. Item: NREL/TP-500-34755.
- Lanzafame, R. and Meaaina, M. (2008). Design and performance of a double-pitch wind turbine wit non-twisted-blades. **Renewable energy**. Vol. 34. pp. 1413 – 1420.
- Lanzafame, R. and Messina, M. (2007). Fluid Dynamics Wind Turbine Design: Critical Analysis, Optimization and Application of BEM Theory. **Renewable Energy**. 32: 2291-2305.
- Maalawi, K.Y. and Badawy, M.T.S. (2001). A Direct Method for Evaluating Performance of Horizontal Axis Wind Turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 5: 175-190.
- Mathew, S., Pandey, K.P. and Kumar, A.V. (2001). Analysis of wind regimes for energy eatimation. **Renewable energy**. Vol. 25. pp. 381 – 399.
- Moriarty P.J. and Hansen A.C. (2005). **Aero Dyn Theory Manual**, NREL/TP-500-36881. January.
- Malcolm D.J. and Hansen A.C. (2006). WindPACT Turbine RotorDesign Study [Online]. **National Renewable Energy Laboratory**. Item: NREL/SR-500-32495
- Oye, S. (1992). **Tjaereborg Wind Turbine: First Dynamic Inflow Measurement**, AFM Notat VK-189, Department of Fluid Mechanics, Technical University of Denmark.
- Selig, M.S. and Tamgler, J.L. (1995). Development and Application of a Multipoint Inverse Design Method for Horizontal Axis Wind Turbines. **Wind Engineering**. 19(2): 91-105.

- Simms, D. A., Hand, M. M., Fingersh, L.J. and Jager, D.W. (1999). Unsteady aerodynamics experiment Phases II–IV test configurations and available data campaigns [online]. **National Renewable Energy Laboratory**. Item: NREL/TP-500-25950
- Simms, D. A., Hand, M. M., Fingersh, L.J. and Jager, D.W. (2001). Unsteady aerodynamics experiment Phases VI: Wind tunnel test configurations and available data campaigns [online]. **National Renewable Energy Laboratory**. Item: NREL/TP-500-29955
- Spera, D.A. (1994). **Wind Turbine Technology: Fundamental Concept of Wind Turbine Engineering**. New York: ASME Press.
- Tangler, J. and David, K.J. (2005). Wind Turbine Post-stall Airfoil Performance Characteristics Guidelines for Blade-Element Momentum Methods. In **The 43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit**. Reno, Nevada.
- Torres, J., Prieto, E., Garcia, A., Blas, M., Ramirez, F. and Francisco, A. (2003). **Effects of the model selected for the power curve on the site effectiveness and the capacity factor of a pitch regulated wind turbine**. Solar Energy. Vol. 74, pp. 93-102.
- Thumtae C. and Chitsomboon T., (2012). **The effect of wind speed and wind statistics skewed on the commercial wind turbine in Thailand**. The 26th Conference of Mechanical Engineering Network of Thailand, Chengrai.
- Venkatesh, G.C. and Kulkarni, S.V. (2006). **Energy Yield of Passive Stall Regulated Fixed Speed Wind Turbine With Optimum Rotor Speed**. Electric Power System Research. Vol.76. Jan 2006. pp. 1019-1026.
- Viterna, L .A., and Corrigan, R. D. (1981). **Fixed Pitch Rotor Performance of Large Horizontal Axis Wind Turbines**. DOE/NASA Workshop on Large Horizontal Axis Wind Turbines. Cleveland, Ohio. July.
- Viterna, L .A., and Corrigan, R. D. (1981). **Fixed Pitch Rotor Performance of Large Horizontal Axis Wind Turbines** [online]. Its Large Horizontal-Axis Wind Turbines (pp. 69-85). Item: SEE N83-19231 09-44
- Wang, F., Bai, J., Fletcher, J. Whiteford, D. and Cullen, D. (2007). **Wind engineering and industrial aerodynamics**. Vol. 96. pp. 1-24.
- Xudong, W., Shen, W. Z., Zhu, W. J. and Sorensen, J. N. (2009). Blade optimization for wind turbines. In **Proceedings of EWECE 2009**. Marseille, France.



ภาคผนวก ก

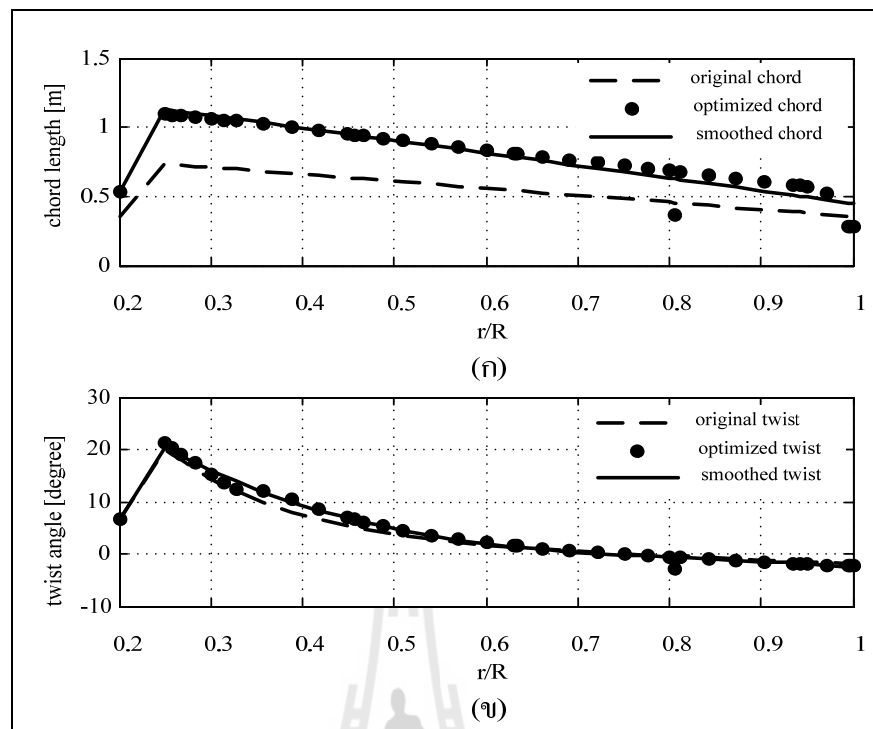
ใบกึ่งหนดมที่ถูออกแบบตามฤดูกาล

ก.1 ไบกังหันลมที่ถูกออกแบบตามฤดูกาล

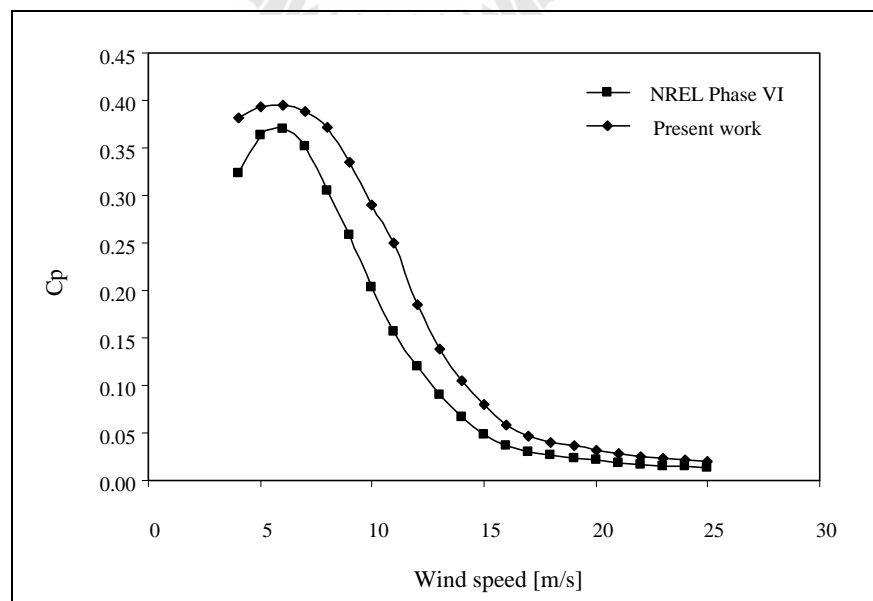
ในส่วนนี้เป็นการนำเสนอ ความยาวคอर्ड และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวไบกังหัน รวมทั้งสมรรถนะของกังหันลมที่ถูกออกแบบตามฤดูกาลในรูปสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จากนั้นคืองานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาลเมื่อมุมเฟินเปลี่ยนไป ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้ทั้งหมดมาจากการออกแบบด้วยสถิติลมจากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ ตำแหน่งต่อไปนี้ คือ 1) อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี 2) อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช 3) อ.หน้าสะตอ จ.นครศรีธรรมราช 4) อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์ 5) ท่าฉัตรไชย จ.ภูเก็ต 6) อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์ 7) เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร 8) อ.จะนะ จ.สงขลา 9) อ.ม่วงงาม จ.สงขลา 10) อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี 11) เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

ก.1.1 กรณีศึกษา อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี

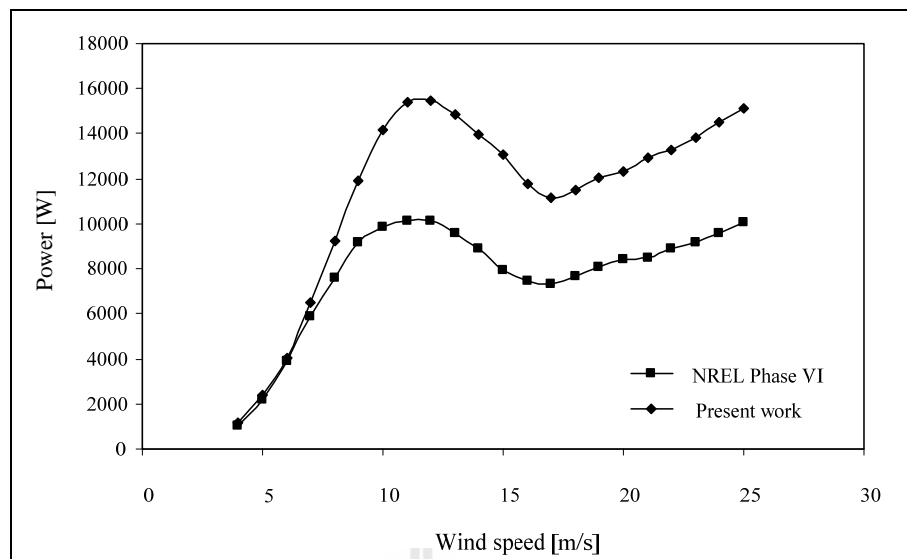
รูปที่ ก.1 – ก.4 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 2 โดยที่รูปที่ ก.1 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอर्ड และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวไบกังหัน ซึ่งผลจะใกล้เคียงกับกรณีที่ 1 เพราะใช้ความเร็วลมออกแบบใกล้เคียงกันคือ 10.3 m/s และเป็นความเร็วลมออกแบบที่สูงกว่าของกังหันลมต้นแบบ และด้วยเหตุผลเดียวกันคือ ไบกังหันจะต้องมีขนาดที่ใหญ่ขึ้นเพื่อที่จะดึงกำลังงานจากลมออกมาให้ได้มากที่สุด แต่ต้องไม่ใหญ่เกินจุดที่แรงต้านจะเข้ามามีอิทธิพลทำให้กำลังงานที่กังหันลมผลิตได้ลดลง ในรูปที่ ก.2 – ก.3 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ พบว่ากังหันลมที่เหมาะสมจำผลิตกำลังงานได้สูงกว่ากังหันลมต้นแบบในทุกช่วงความเร็วลม และจากรูปที่ ก.4 แสดงให้เห็นถึงงานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 6.94 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 18.61 MWh/season ที่มุมเฟิน 3 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 9.33 MWh/season ที่มุมเฟิน 4 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 34.88 MWh/year



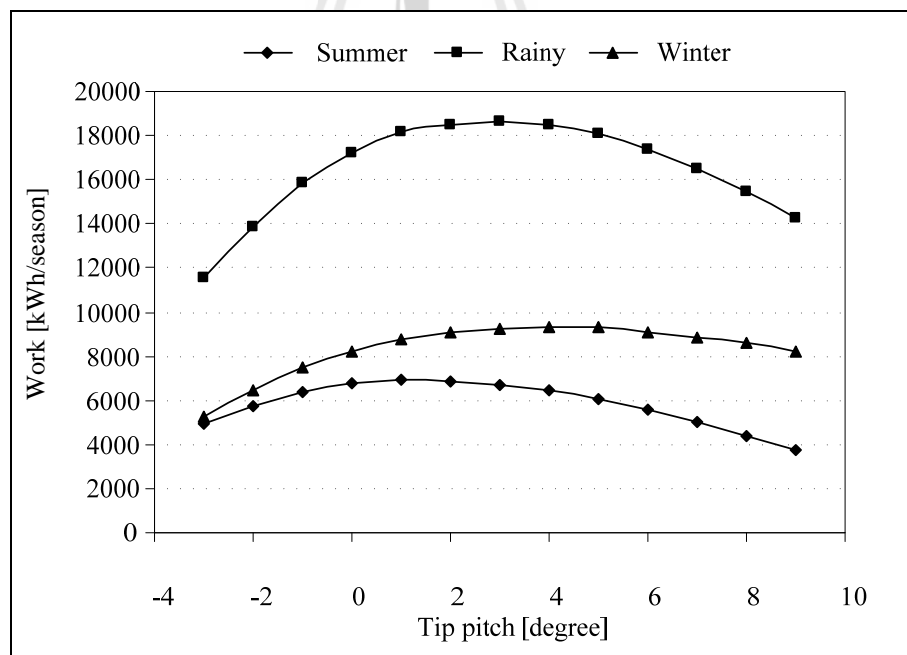
รูปที่ ก.1 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุด
เทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.2 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่างๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ
(NREL Phase VI)



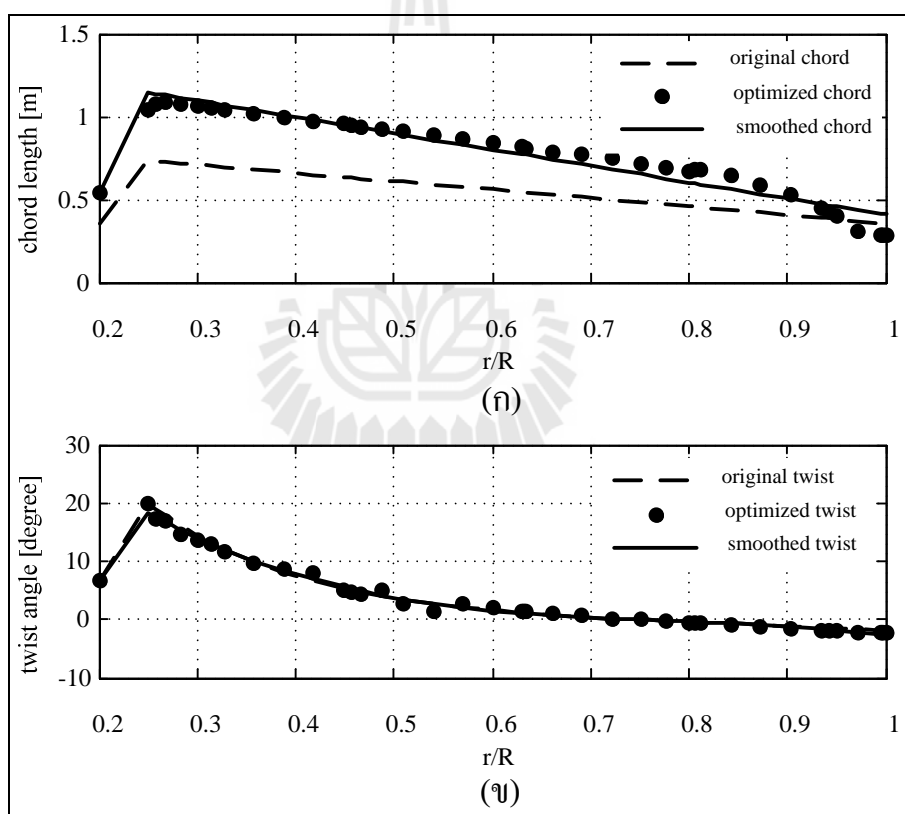
รูปที่ ก.3 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



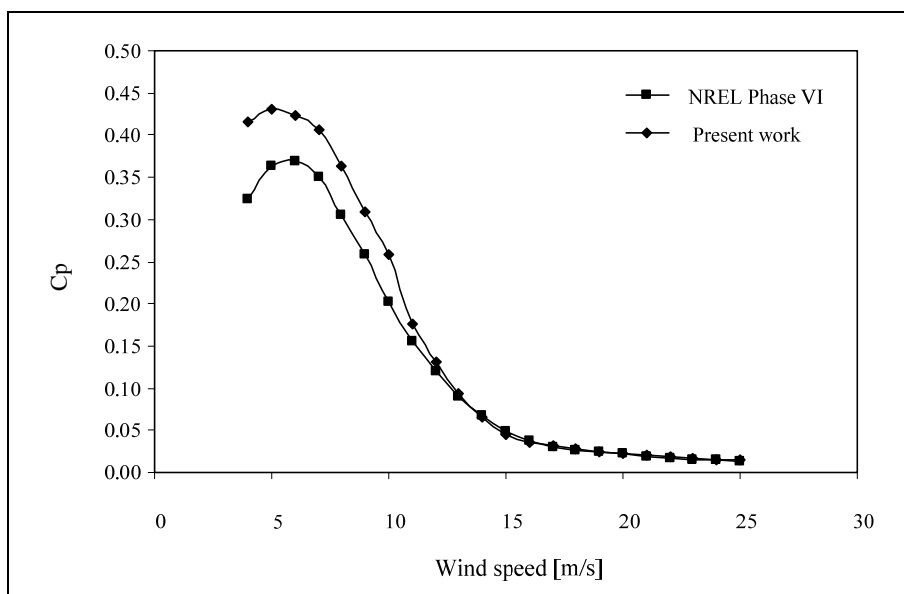
รูปที่ ก.4 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.2 กรณีศึกษา อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช

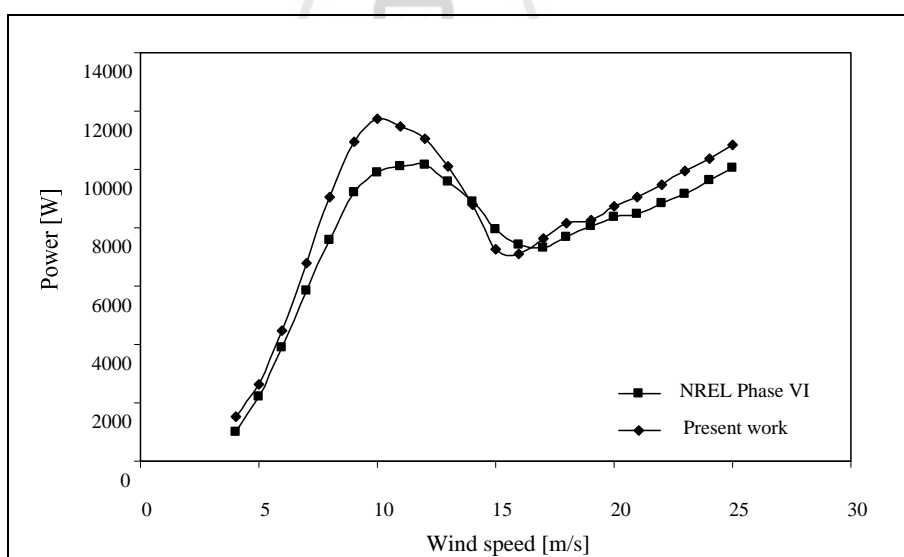
รูปที่ ก.5 – ก.8 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 5 โดยที่รูปที่ ก.5 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอर्ड และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 7.37 m/s ในรูปที่ ก.6 – ก.7 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จากผลจะเห็นว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดช่วงความเร็วลม ซึ่งมีเพียงบางจุดที่ประสิทธิภาพต่ำกว่า จากรูปที่ ก.8 จะพบว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 1.91 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 2.59 MWh/season ที่มุมเฟิน 0 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 6.99 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 11.48 MWh/year



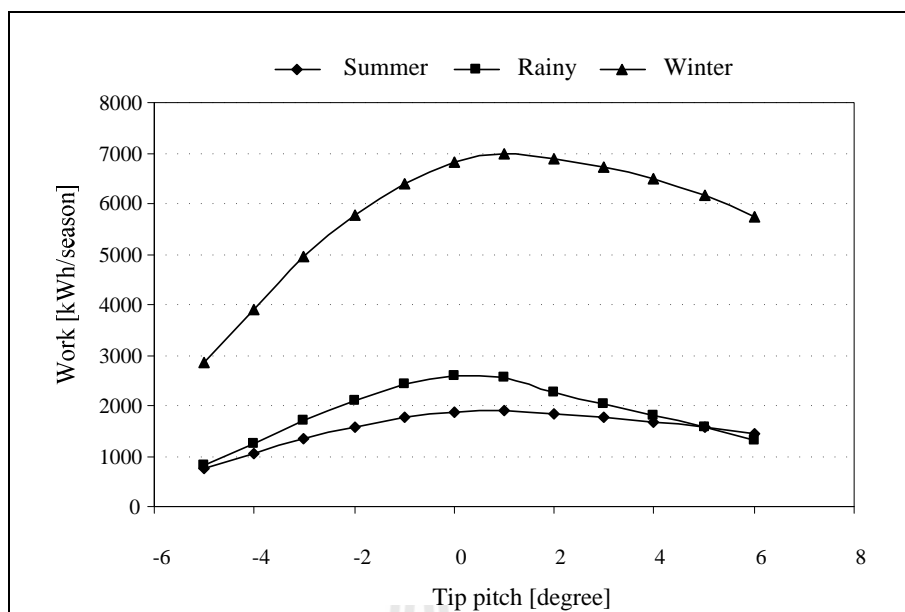
รูปที่ ก.5 (ก) ความยาวคอर्डที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอर्डของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.6 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



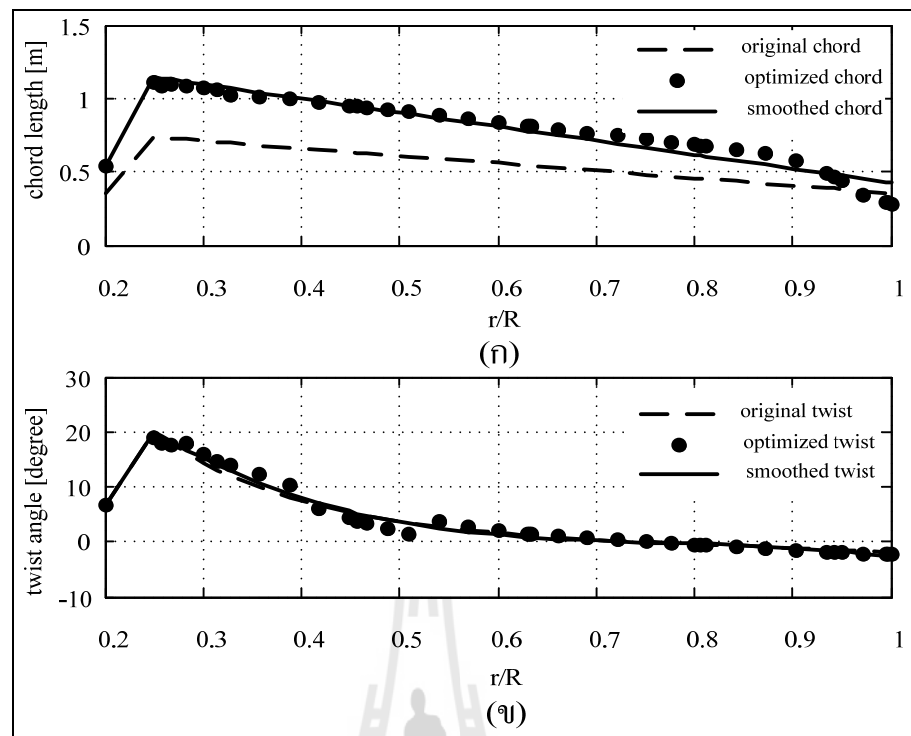
รูปที่ ก.7 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



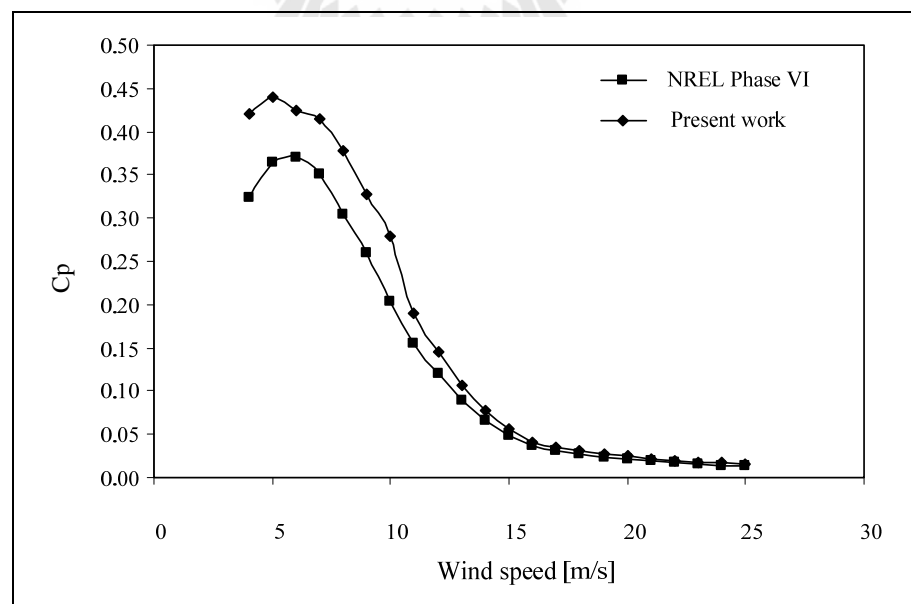
รูปที่ ก.8 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.3 กรณีศึกษา อ.หน้าสะตน จ.นครศรีธรรมราช

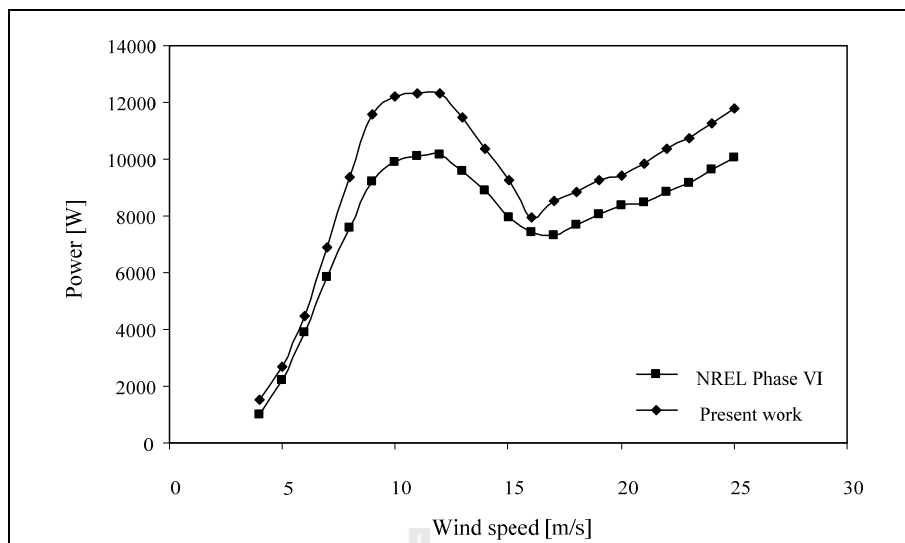
รูปที่ ก.9 – ก.12 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 6 โดยที่รูปที่ ก.9 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอร์ด และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 7.82 m/s ในรูปที่ ก.10 – ก.11 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จากผลจะเห็นว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดช่วงความเร็วลม จากรูปที่ ก.12 จะพบว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 4.51 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 12.66 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 13.74 MWh/season ที่มุมเอน 2 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 30.9 MWh/year



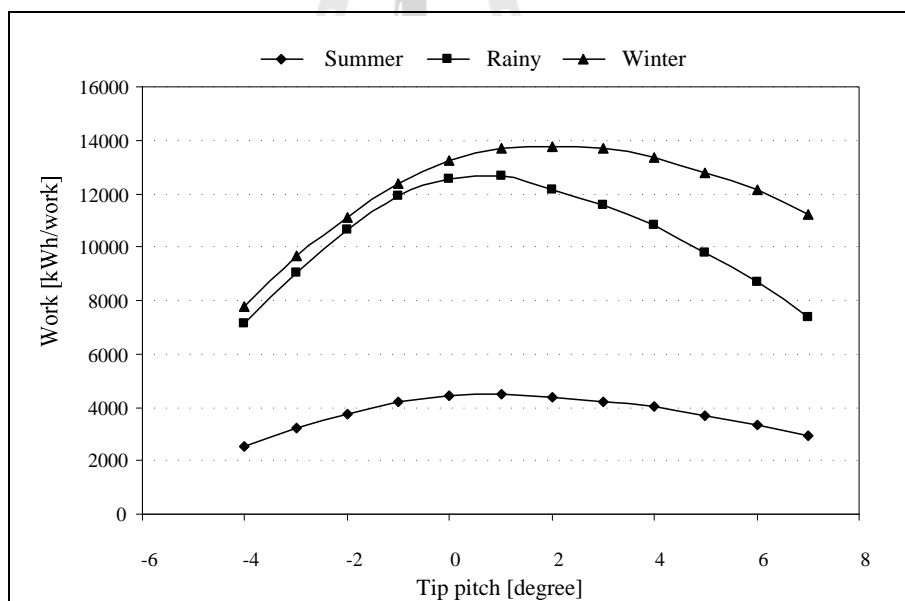
รูปที่ ๙ (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ๑๐ สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



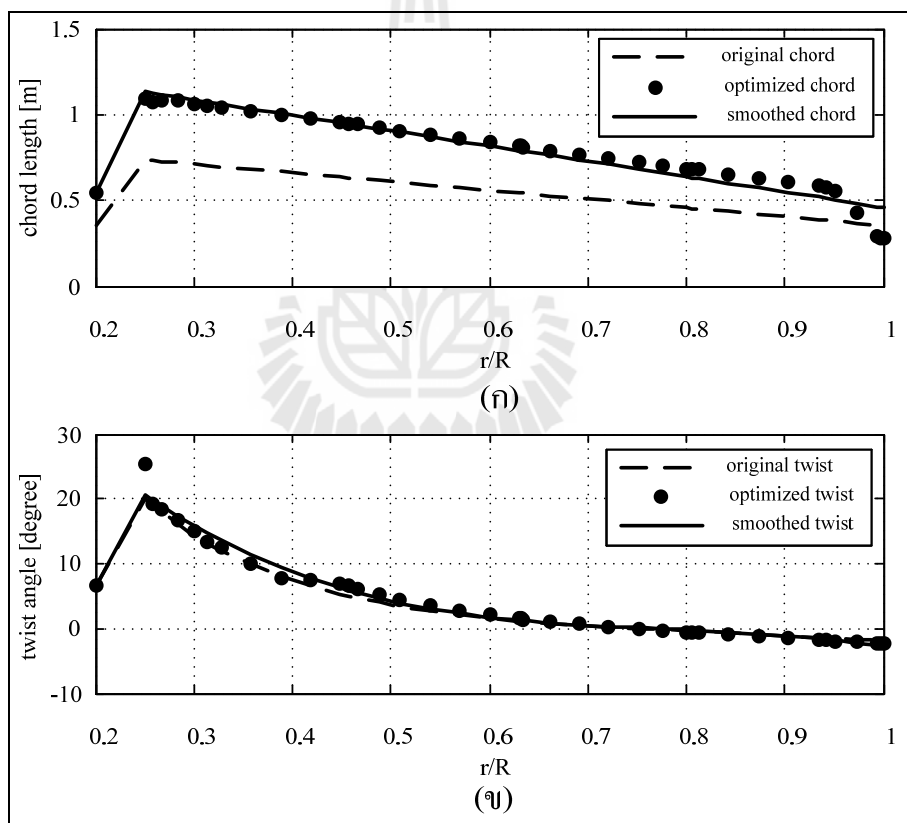
รูปที่ ก.11 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



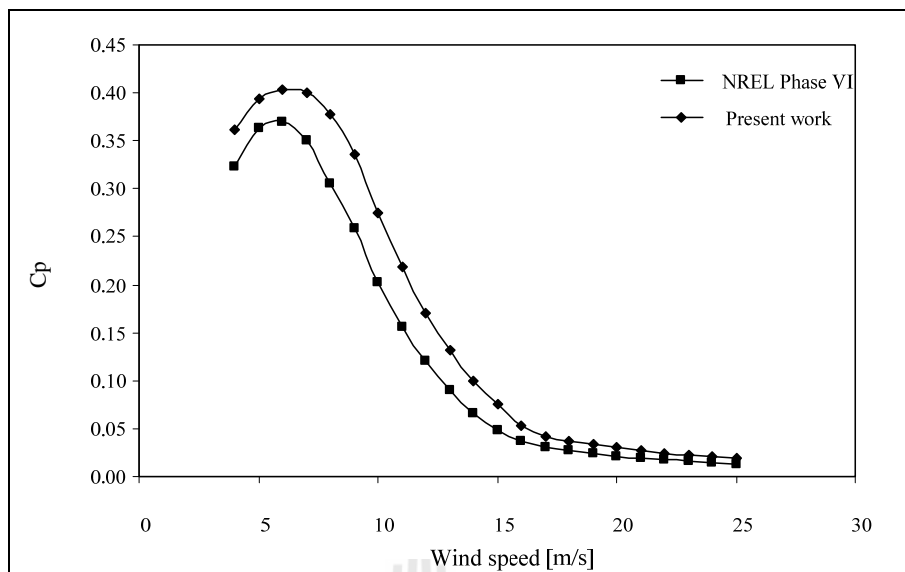
รูปที่ ก.12 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.4 กรณีศึกษา อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์

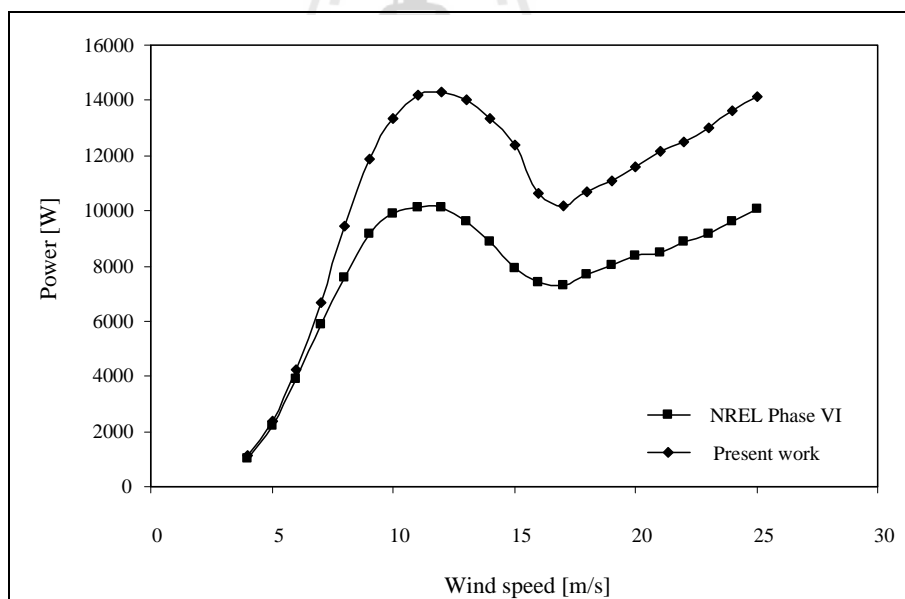
รูปที่ ก.13 – ก.16 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 7 โดยที่รูปที่ ก.13 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอर्ड และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 9.35 m/s ในรูปที่ ก.14 – ก.15 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จากผลจะเห็นว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดช่วงความเร็วลม จากรูปที่ ก.16 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 6.36 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 25.99 MWh/season ที่มุมเฟิน 2 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 16.69 MWh/season ที่มุมเฟิน 2 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 49.04 MWh/year



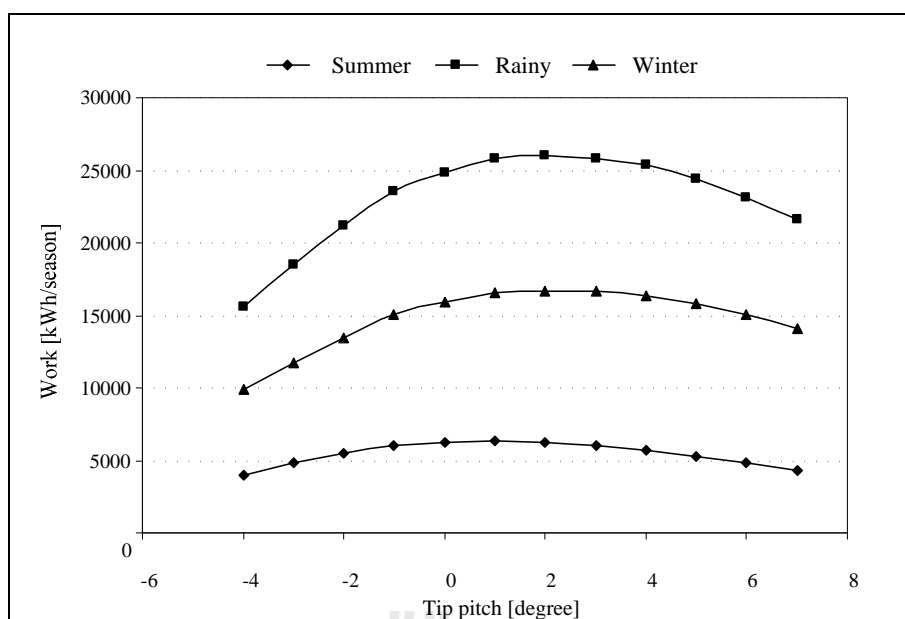
รูปที่ ก.13 (ก) ความยาวคอर्डที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอर्डของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.14 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



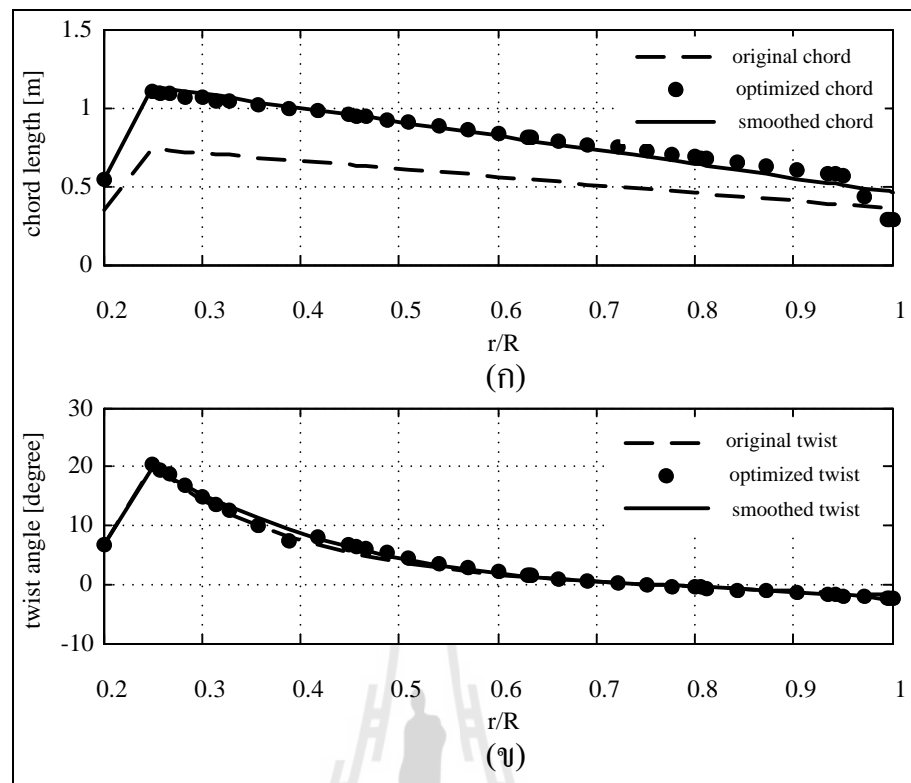
รูปที่ ก.15 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



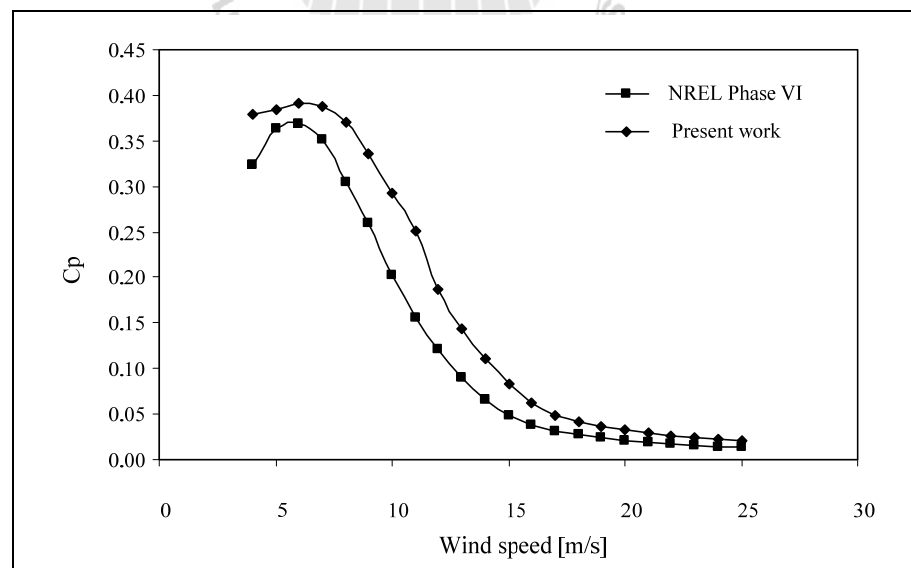
รูปที่ ก.16 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.5 กรณีศึกษา ทำนตไร่ชัย จ.ภูเก็ต

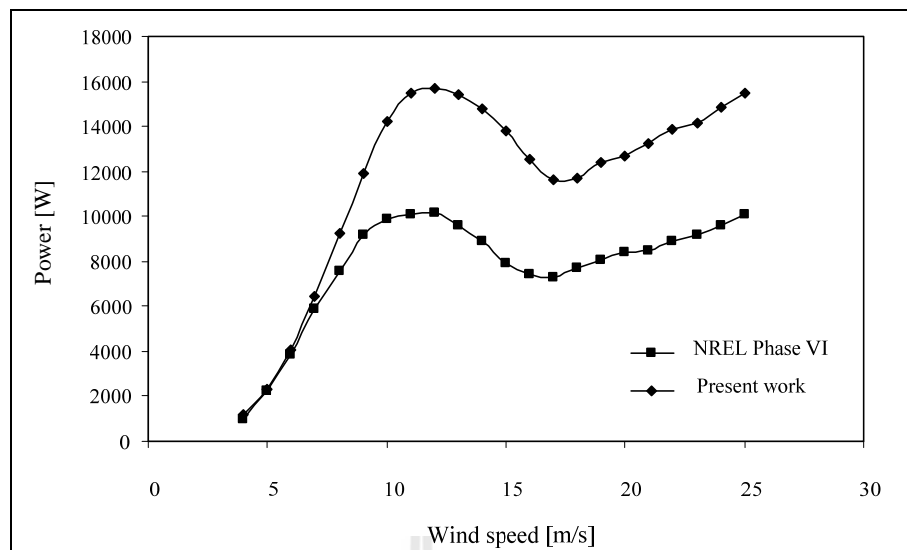
รูปที่ ก.17 – ก.20 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 8 โดยที่รูปที่ ก.17 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอร์ด และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 9.54 m/s ในรูปที่ ก.18 – ก.19 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดช่วงความเร็วลม จากรูปที่ ก.20 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 2.25 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 17.95 MWh/season ที่มุมเอน 3 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 7.32 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 27.52 MWh/year



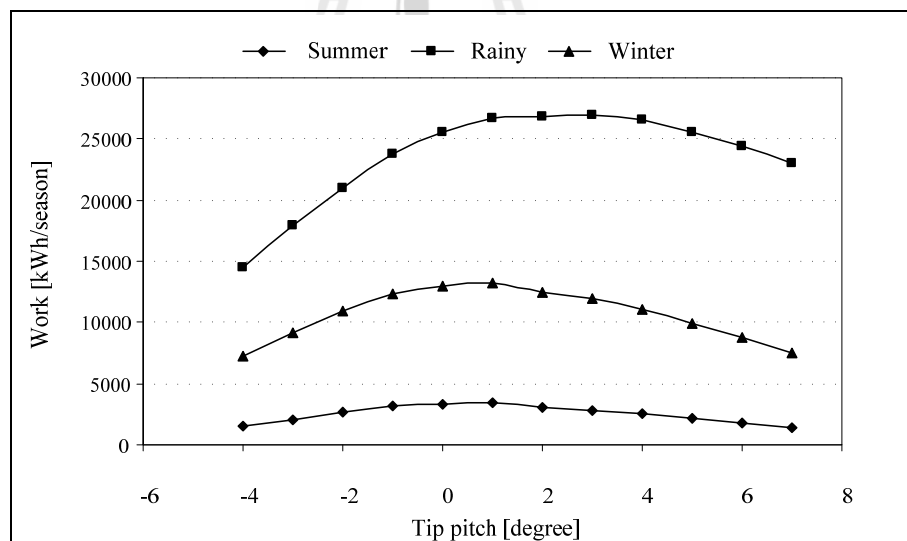
รูปที่ ก.17 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.18 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



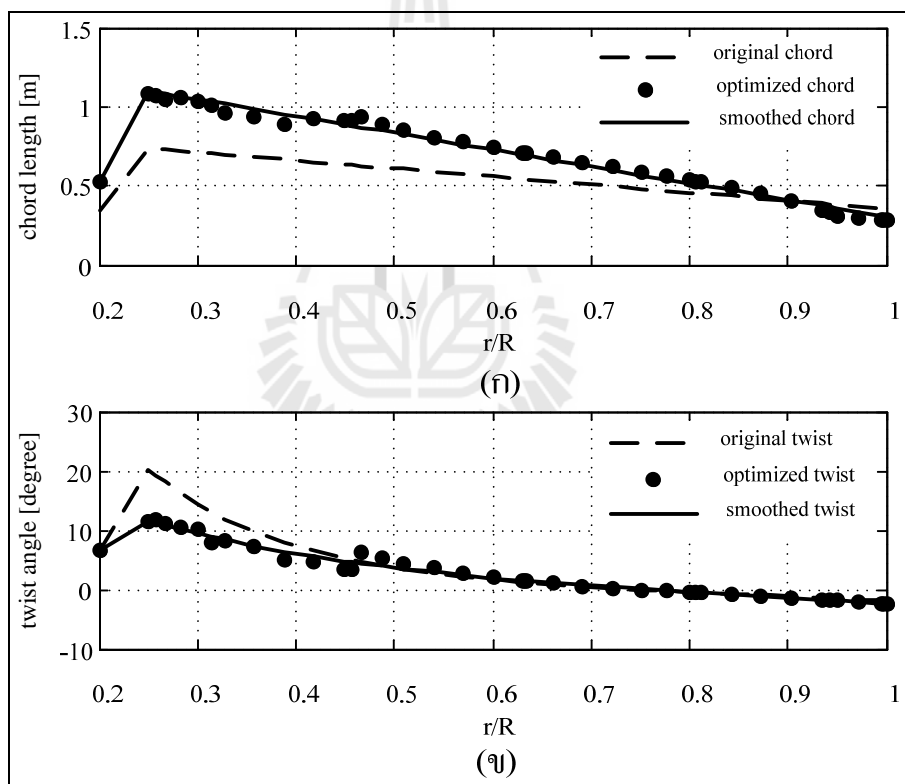
รูปที่ ก.19 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



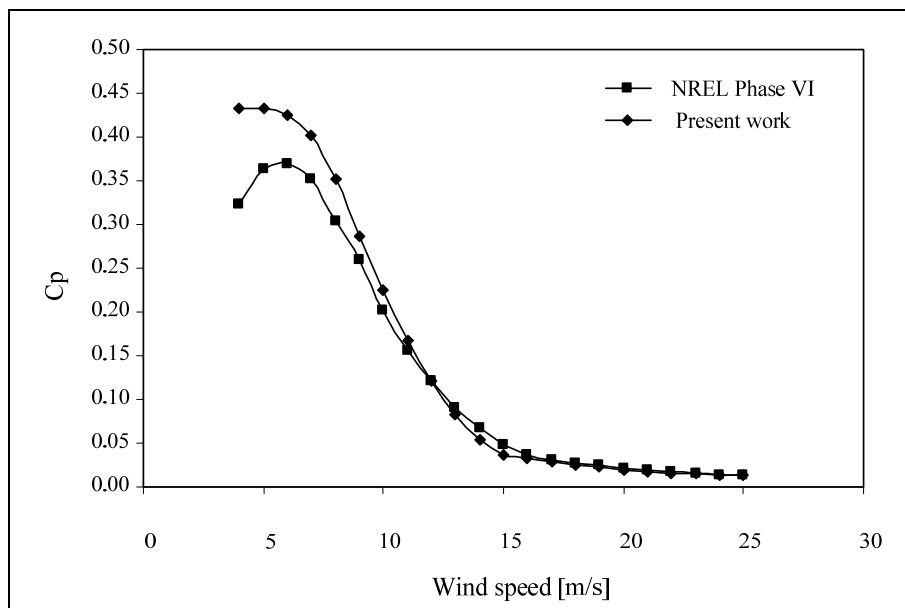
รูปที่ ก.20 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเพนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.6 กรณีศึกษา อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์

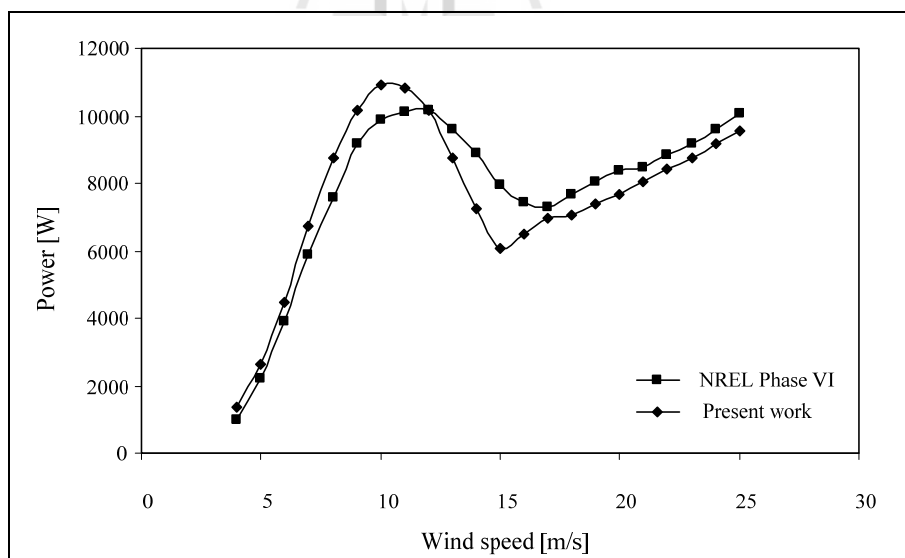
รูปที่ ก.21 – ก.24 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 9 โดยที่รูปที่ ก.21 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอร์ด และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน กรณีนี้ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 6.35 m/s ในรูปที่ ก.22 – ก.23 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลม ที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบ ในช่วงความเร็วลม 4 – 12 m/s จากรูปที่ ก.24 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 1.58 MWh/season ที่มุมเฟิน 0 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 7.04 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 6.76 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 15.39 MWh/year



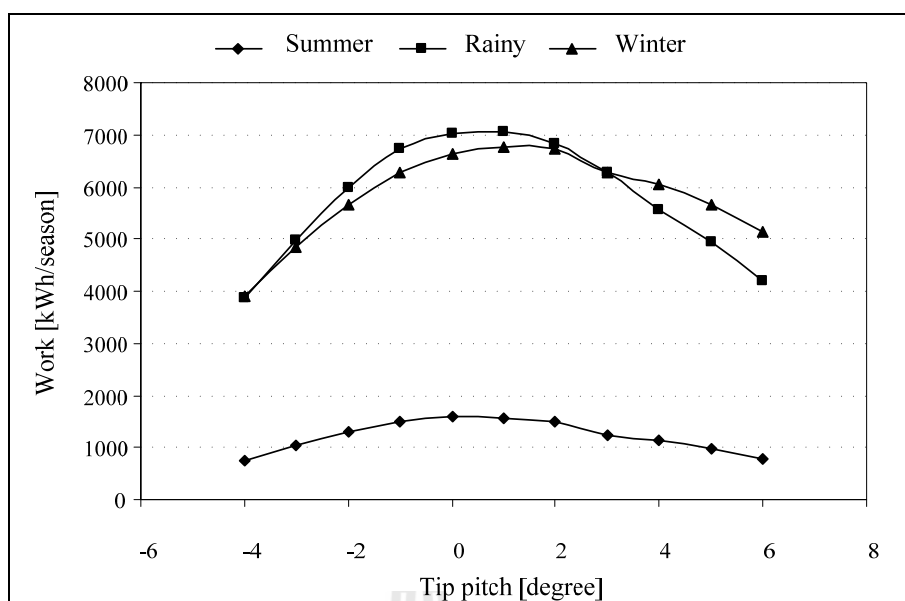
รูปที่ ก.21 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.22 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



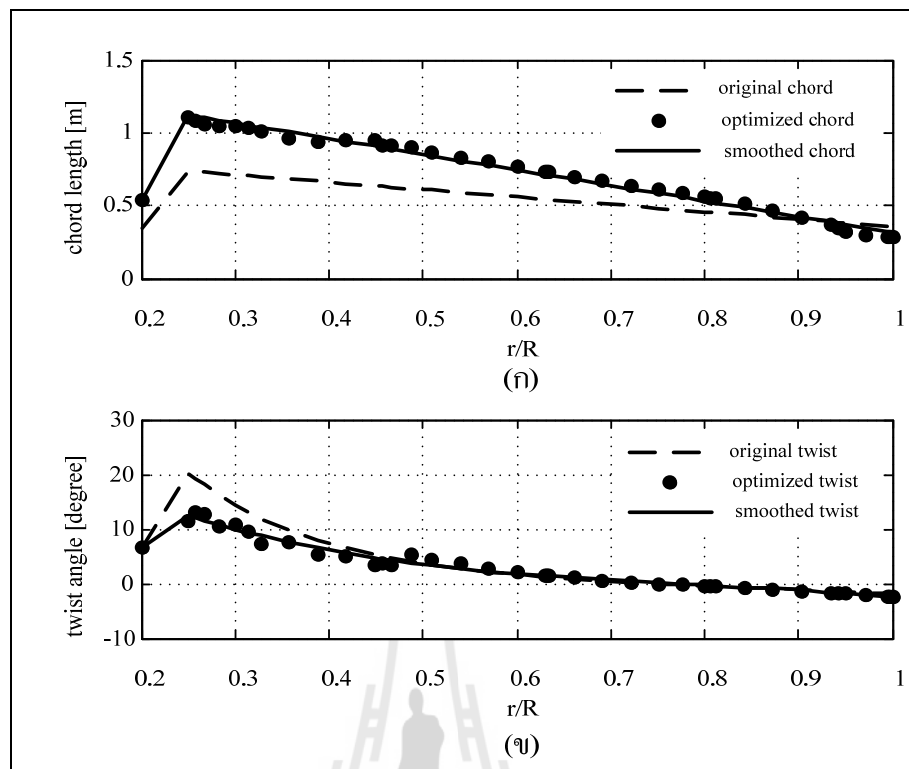
รูปที่ ก.23 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



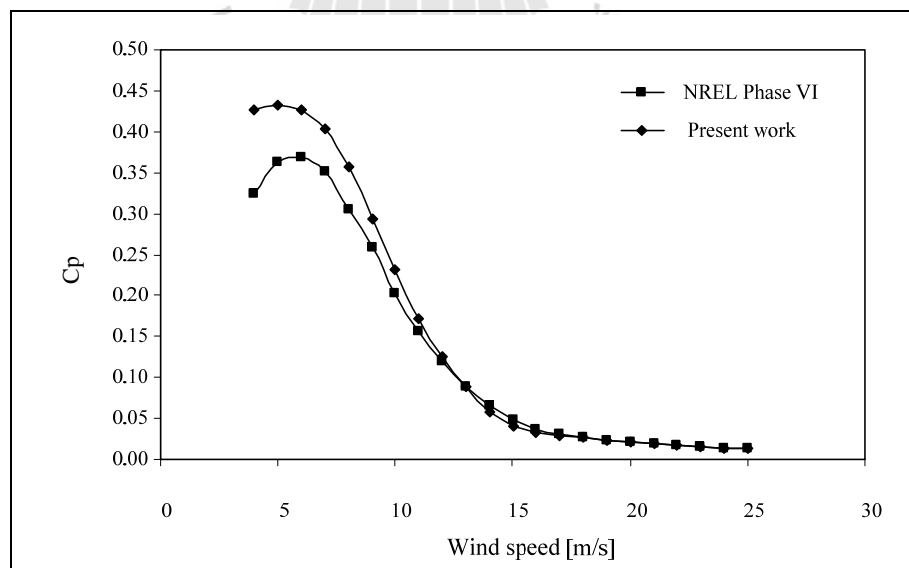
รูปที่ ก.24 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.7 กรณีศึกษา เชื้อนน้ำพุ จ.สกลนคร

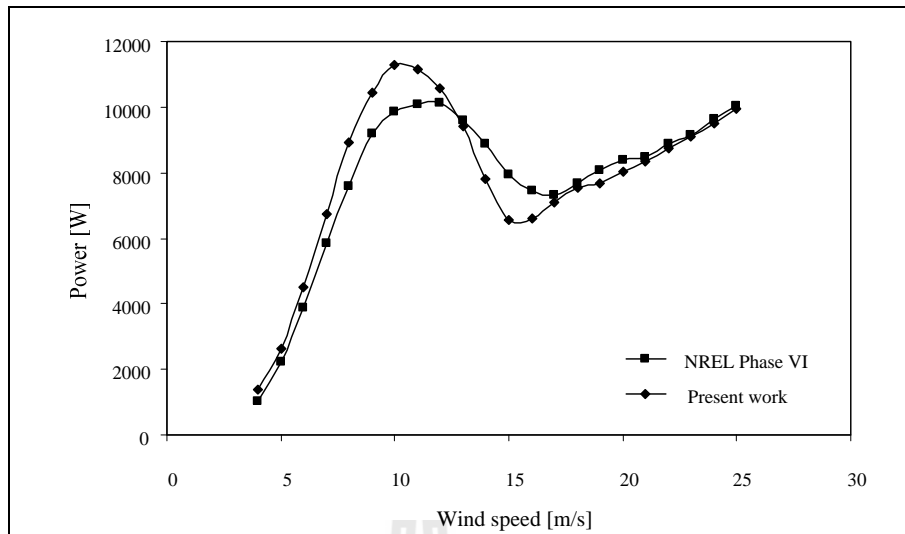
รูปที่ ก.25 – ก.28 แสดงผลการคำนวณในกรณี ที่ 10 โดยที่รูปที่ ก.25 (ก) และ (ข) คือ ความยาวคอรัล และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน กรณีนี้ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 6.46 m/s ในรูปที่ ก.26 – ก.27 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลม ที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบ ในช่วงความเร็วลม 4 – 12 m/s และจากรูปที่ ก.28 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 3.04 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 6.33 MWh/season ที่มุมเอน 0 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 8.22 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 17.59 MWh/year



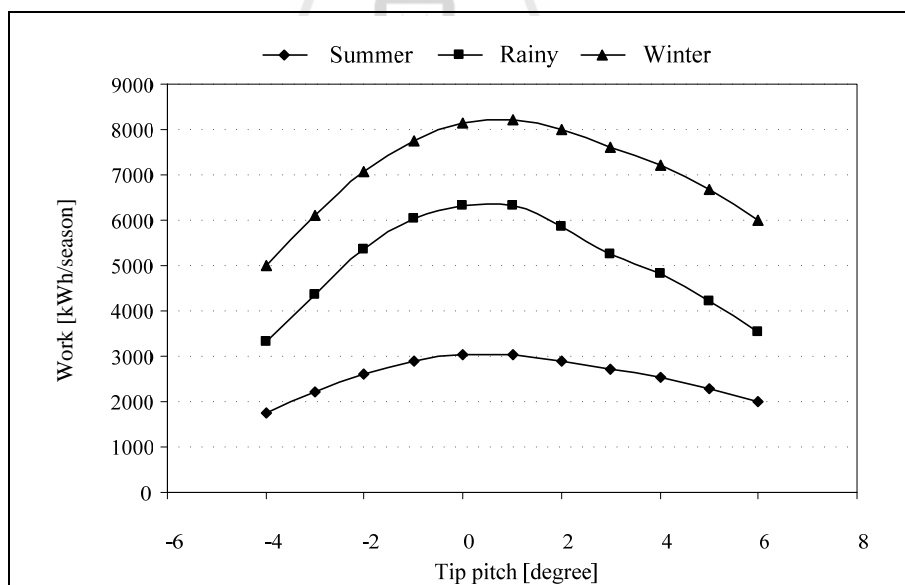
รูปที่ ก.25 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุด
เทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.26 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



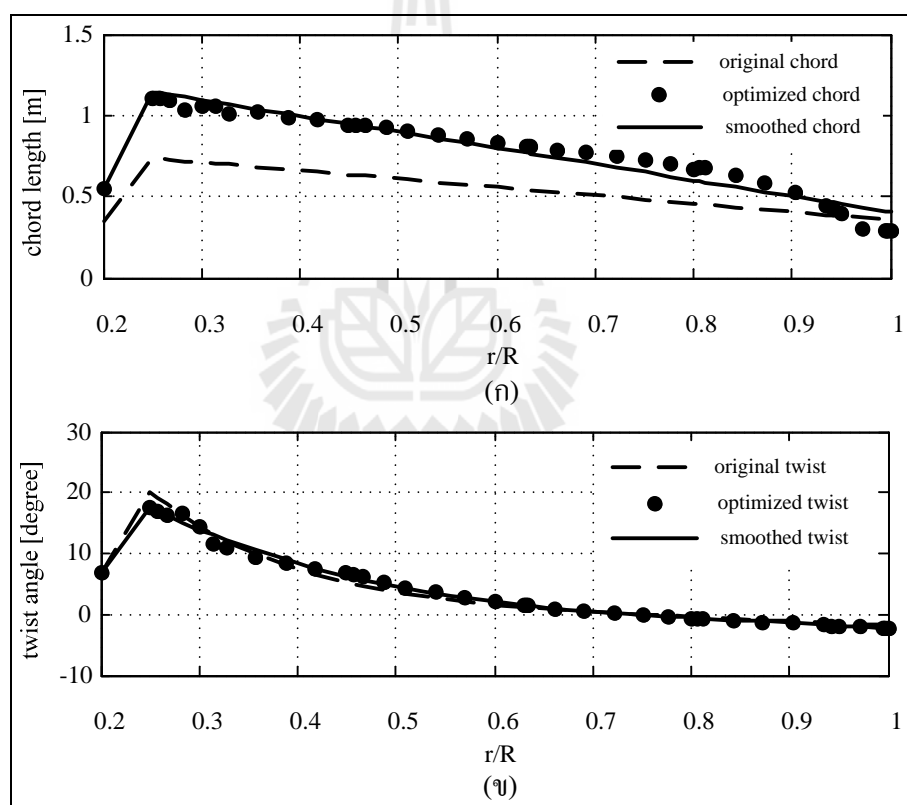
รูปที่ ก.27 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



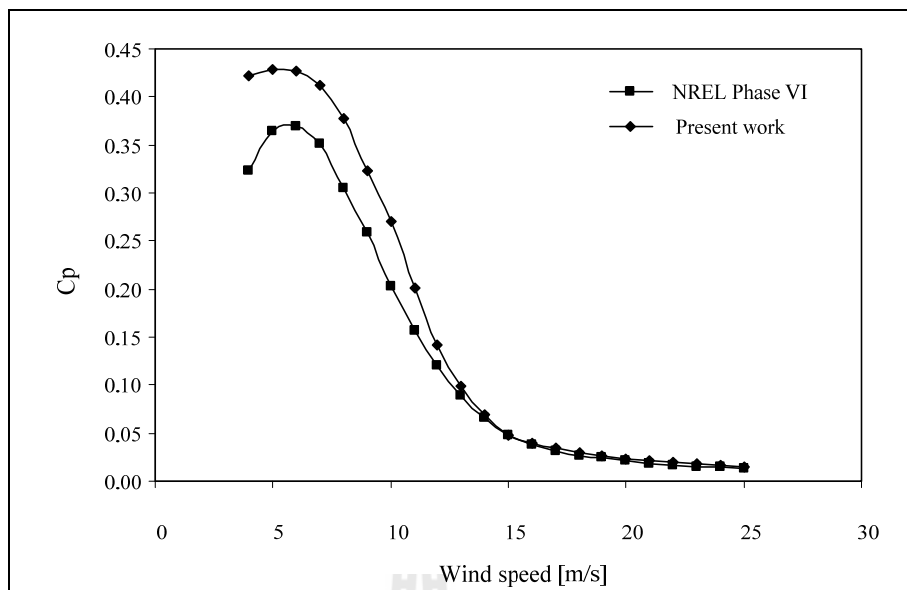
รูปที่ ก.28 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.8 กรณีศึกษา อ.จะนะ จ.สงขลา

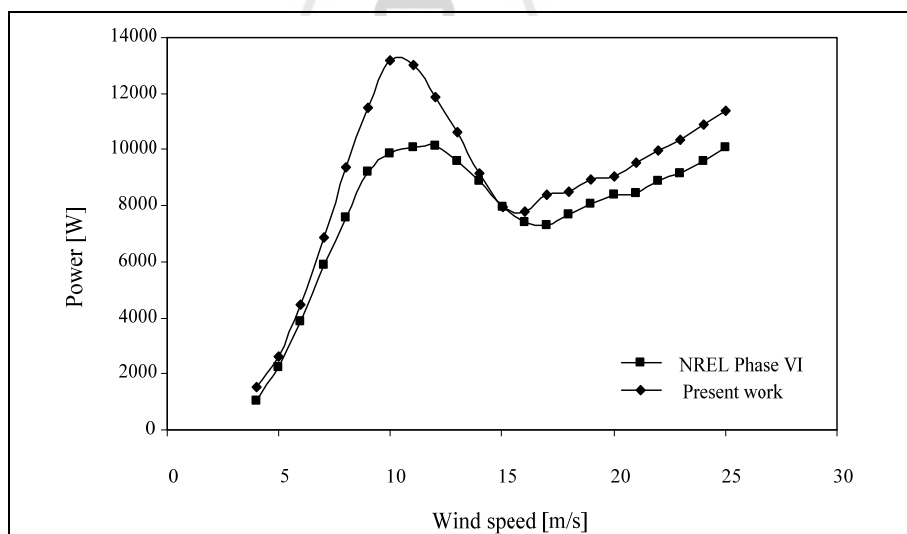
รูปที่ ก.29 – ก.32 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 11 โดยที่รูปที่ ก.29 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอร์ด และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน กรณีนี้ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 7.34 m/s ในรูปที่ ก.30 – ก.31 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลม ที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดทุกช่วงความเร็วลม และจากรูปที่ ก.32 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 3.15 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 6.93 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 7.33 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 17.41 MWh/year



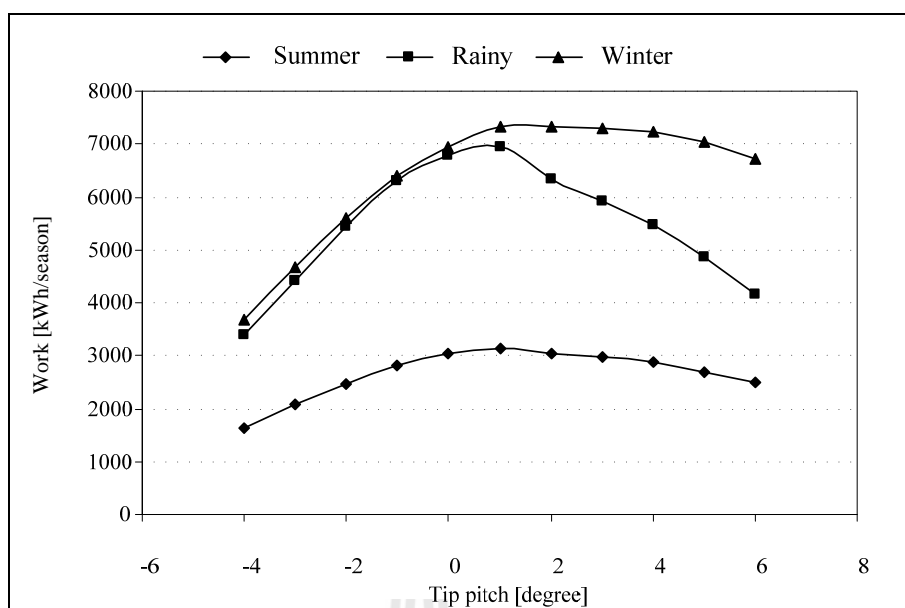
รูปที่ ก.29 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.30 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



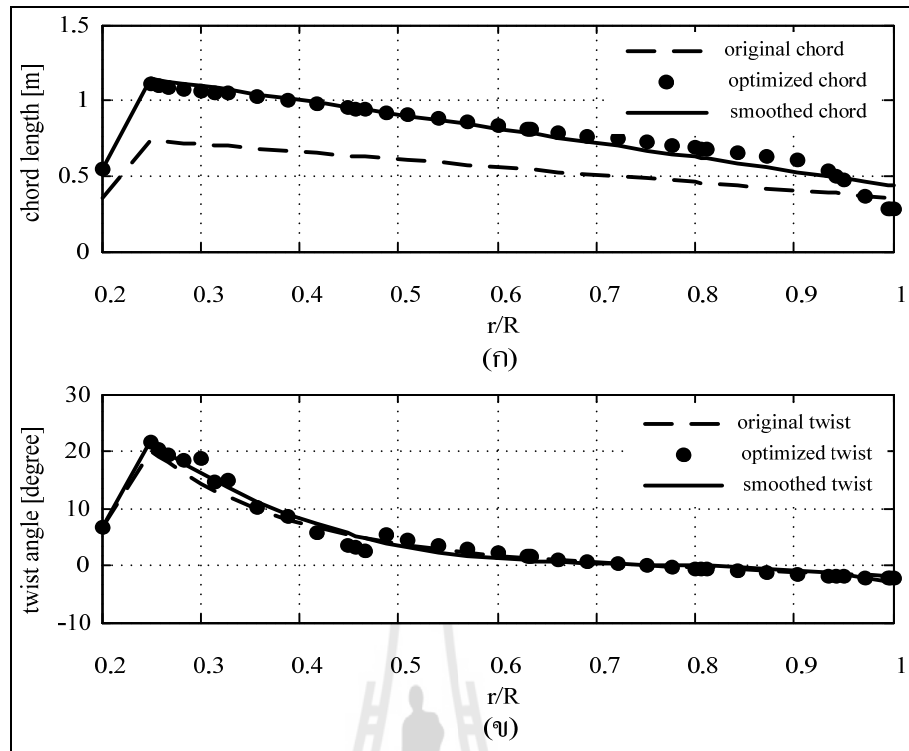
รูปที่ ก.31 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



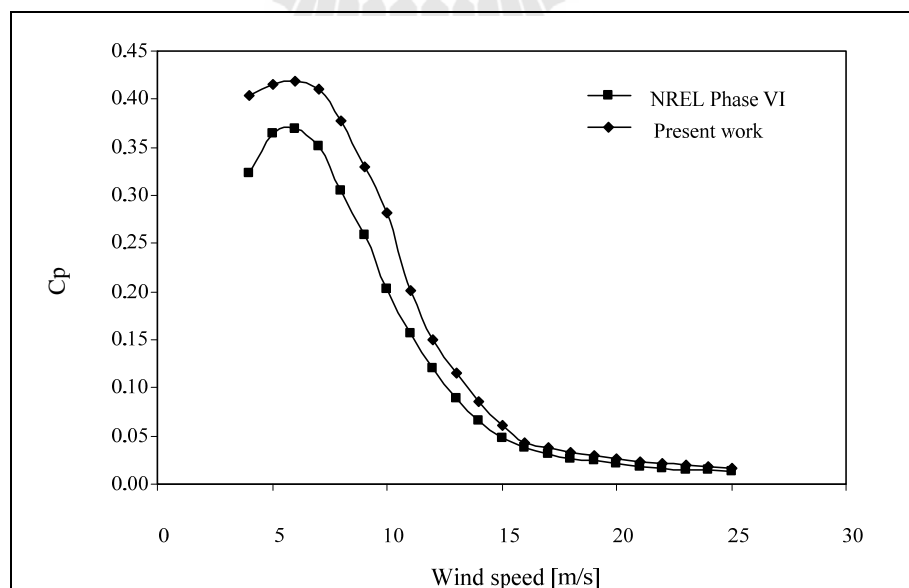
รูปที่ ก.32 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.9 กรณีศึกษา อ.ม่วงงาม จ.สงขลา

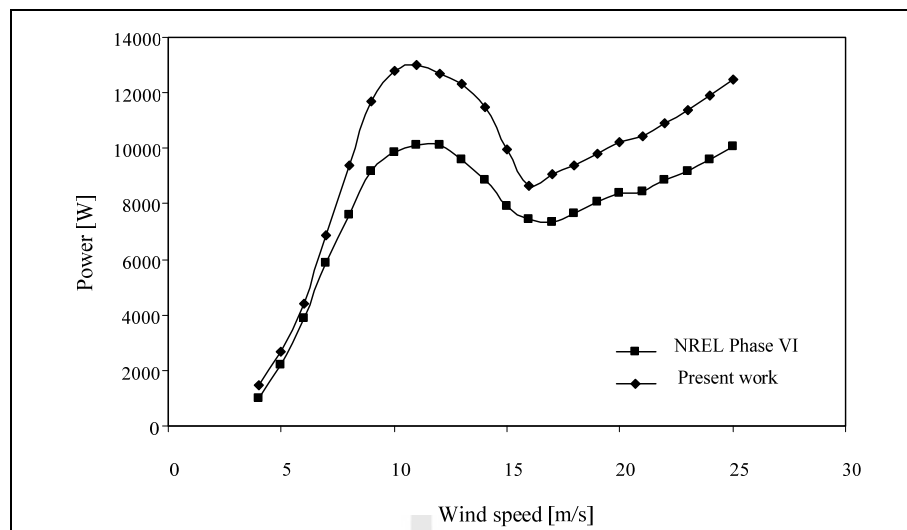
รูปที่ ก.33 – ก.36 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 12 โดยที่รูปที่ ก.33 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอर्ड และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน กรณีนี้ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 8.24 m/s ในรูปที่ ก.34 – ก.35 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดทุกช่วงความเร็วลม และจากรูปที่ ก.36 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 4.80 MWh/season ที่มุมเอน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 6.66 MWh/season ที่มุมเอน 0 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 16.91 MWh/season ที่มุมเอน 3 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 28.37 MWh/year



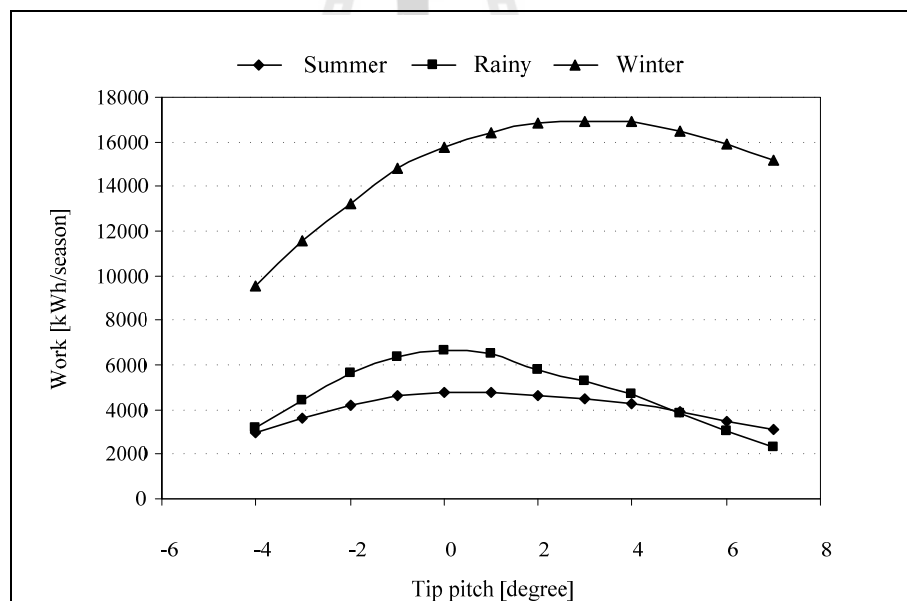
รูปที่ ก.33 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.34 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



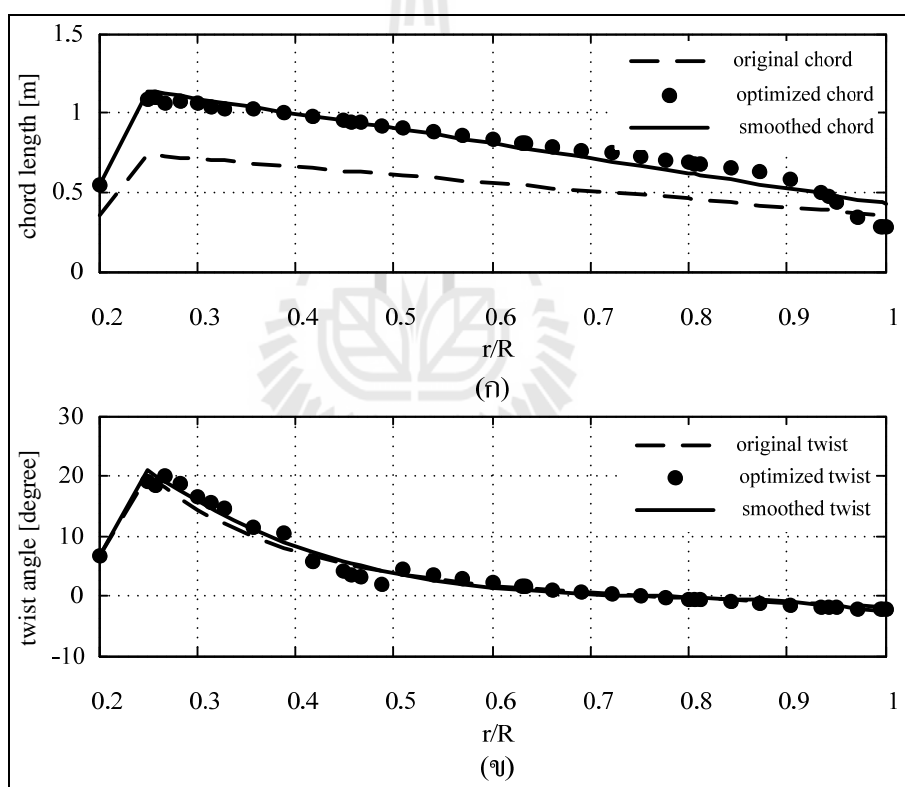
รูปที่ ก.35 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบต่อกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



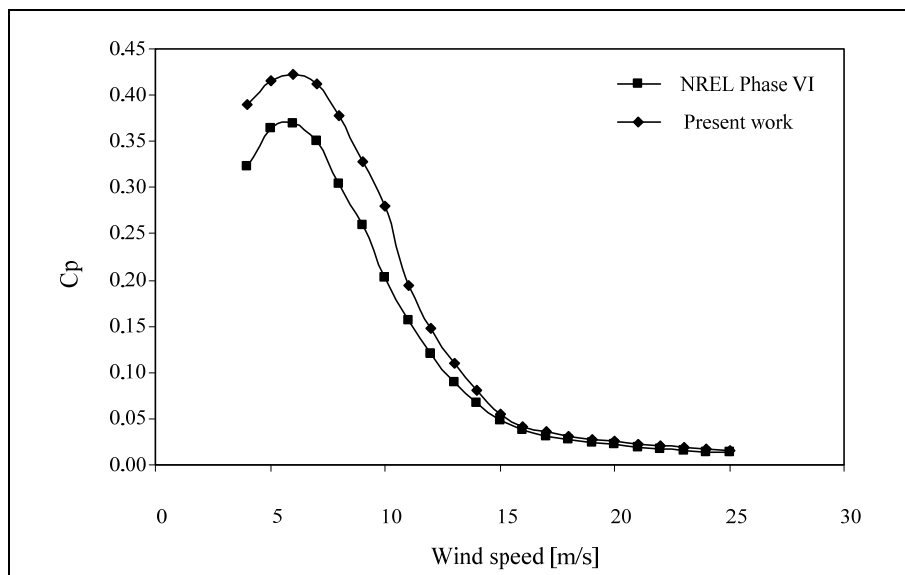
รูปที่ ก.36 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.10 กรณีศึกษา อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี

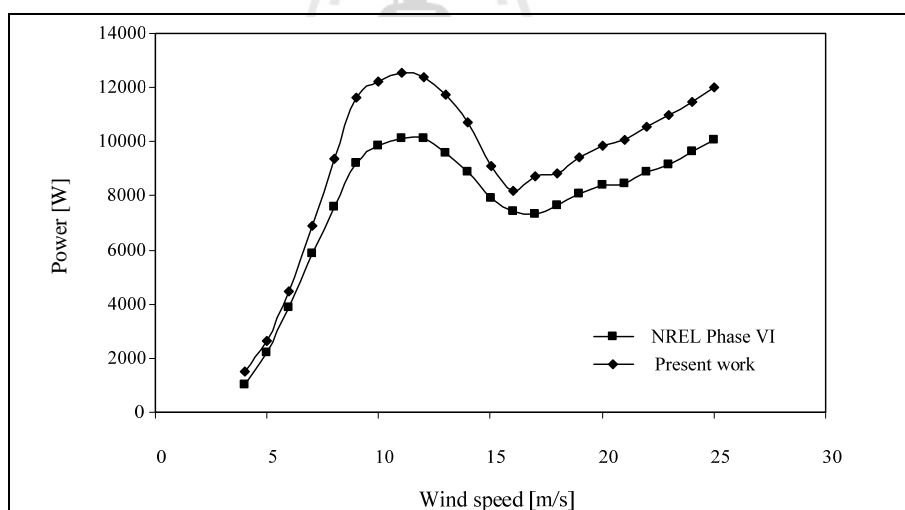
รูปที่ ก.37 – ก.40 แสดงผลการคำนวณในกรณีที่ 13 โดยที่รูปที่ ก.37 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอร์ด และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน กรณีนี้ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 7.91 m/s ในรูปที่ ก.38 – ก.39 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลม ที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบตลอดทุกช่วงความเร็วลม และจากรูปที่ ก.40 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 3.12 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 10.90 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 8.60 MWh/season ที่มุมเฟิน 1 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 22.62 MWh/year



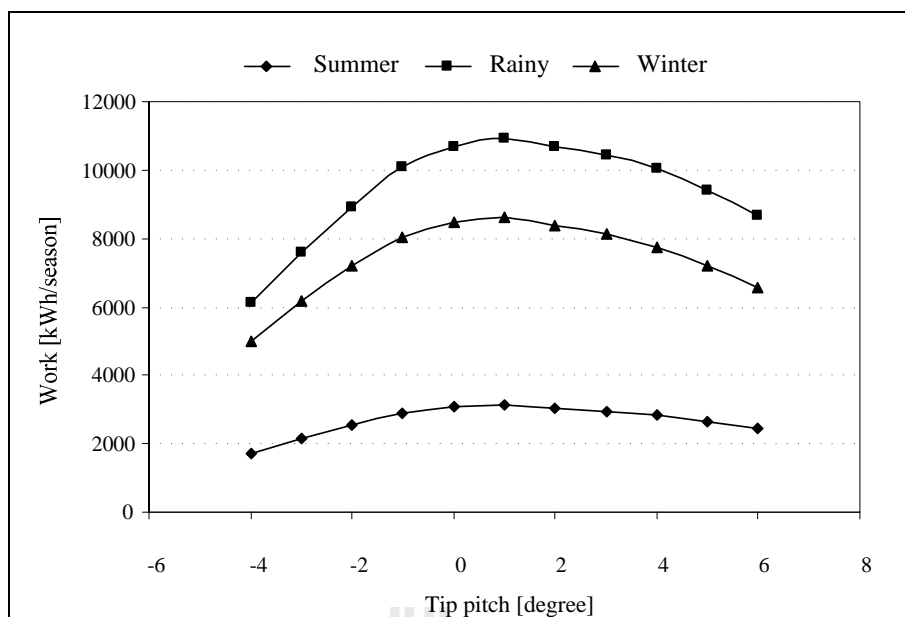
รูปที่ ก.37 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.38 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



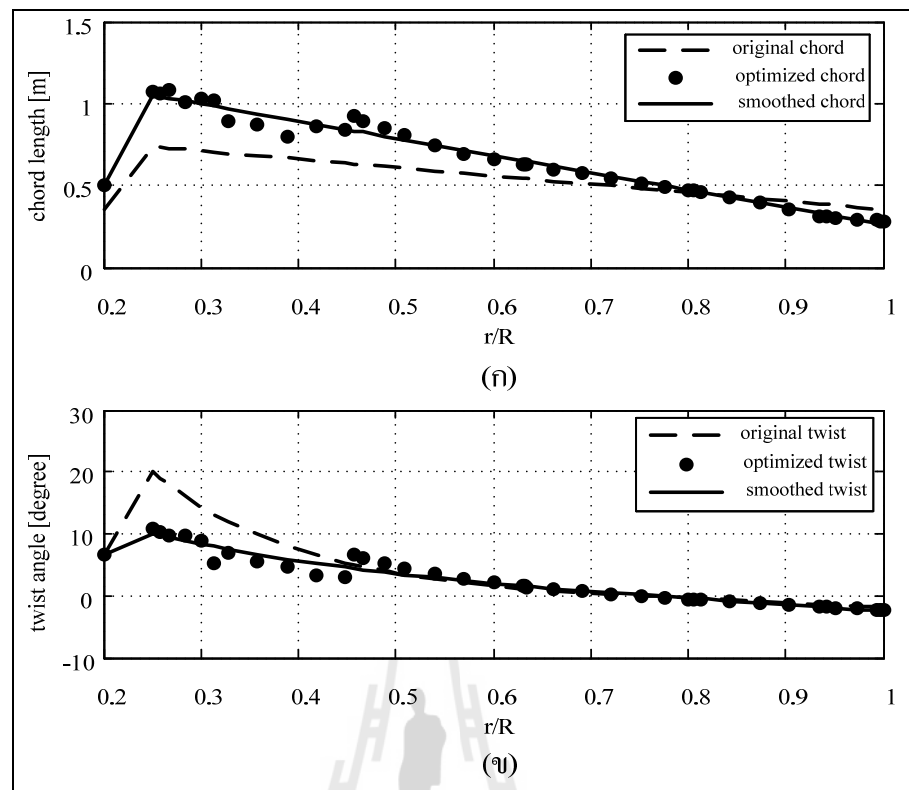
รูปที่ ก.39 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลม
ต้นแบบ (NREL Phase VI)



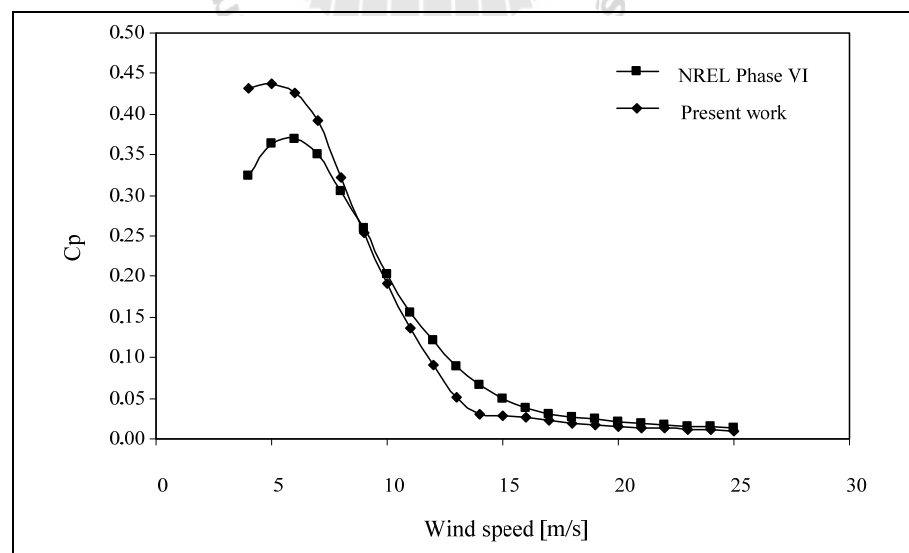
รูปที่ ก.40 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ก.1.11 กรณีศึกษา เชื้อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

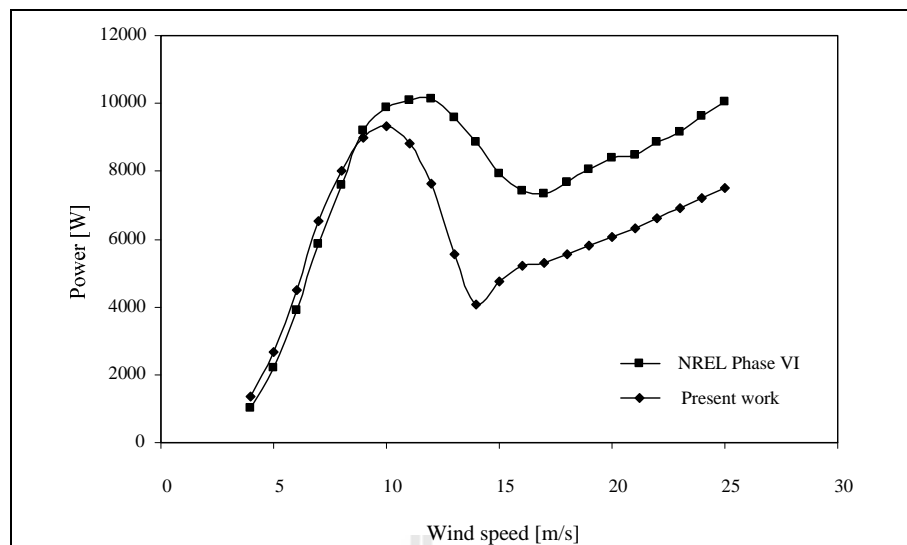
รูปที่ ก.41 – ก.44 แสดงผลการคำนวณในกรณี 14 โดยที่รูปที่ ก.41 (ก) และ(ข) คือ ความยาวคอรัค และมุมบิดที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน กรณีนี้ใช้ความเร็วลมออกแบบเท่ากับ 5.99 m/s ในรูปที่ ก.42 – ก.43 เป็นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์กำลัง และกำลังงานของกังหันลมที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะเห็นได้ว่ากังหันลมที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพสูงกว่ากังหันลมต้นแบบในช่วงความเร็วลม 3 – 8 m/s ซึ่งยังคงเป็นกังหันลมที่เหมาะสมกับการทำงานภายใต้สถิติลมในบริเวณเชื้อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี สำหรับรูปที่ ก.44 แสดงให้เห็นว่างานที่กังหันลมผลิตได้ในแต่ละฤดูกาล โดยที่ในฤดูร้อนผลิตได้ 1.95 MWh/season ที่มุมเอน 0 องศา ฤดูฝนผลิตได้ 7.44 MWh/season ที่มุมเอน 0 องศา และฤดูหนาวผลิตได้ 5.35 MWh/season ที่มุมเอน 0 องศา ทำให้งานรายปีสูงสุดจะมีค่าเท่ากับ 14.74 MWh/year



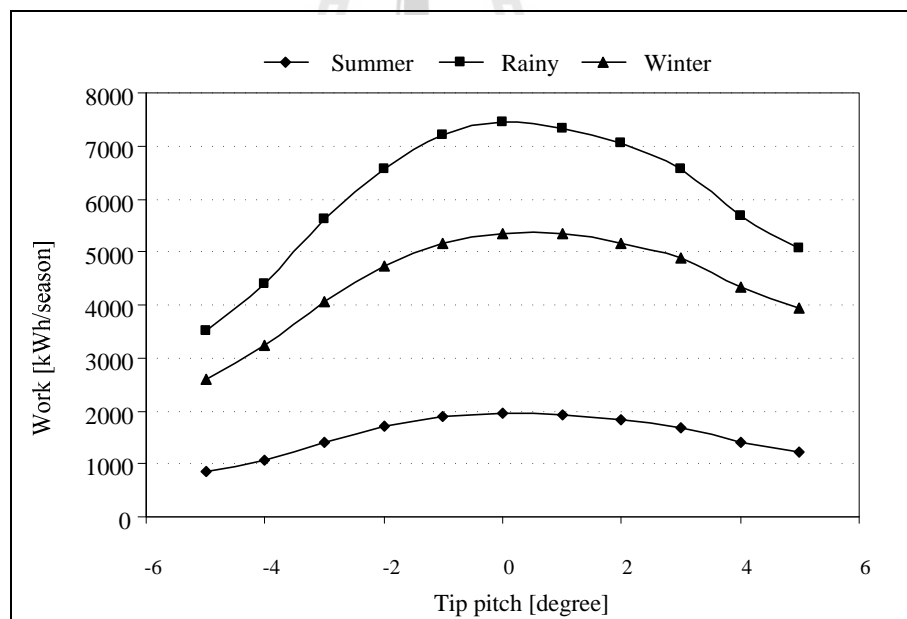
รูปที่ ก.41 (ก) ความยาวคอร์ดที่ดีที่สุดเทียบกับความยาวคอร์ดของใบต้นแบบ (ข) มุมบิดที่ดีที่สุดเทียบกับมุมบิดของใบต้นแบบ



รูปที่ ก.42 สัมประสิทธิ์กำลังที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.43 เส้นกราฟกำลังงานที่ความเร็วลมต่าง ๆ ของกังหันลมที่เหมาะสมเทียบกับกังหันลมต้นแบบ (NREL Phase VI)



รูปที่ ก.44 งานรายปีที่กังหันลมที่เหมาะสมสามารถผลิตได้เมื่อมุมเอนปลายใบเปลี่ยนไป

ภาคผนวก ข

ความหนาชอบที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข.1 ความหนาขอบที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหัน

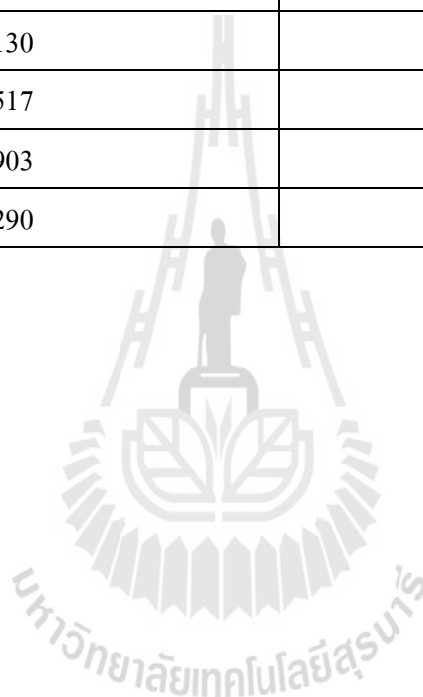
ในภาคผนวก ข จะนำเสนอข้อมูลความหนาขอบที่เหมาะสมตลอดความยาวใบกังหันที่คำนวณจากสถิติตามฤดูกาลจากข้อมูลลมตรวจวัดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทั้งหมด 14 กรณี คือ 1) เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา 2) อ.อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี 3) อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง 4) กรณี: อ.เมือง จ.มุกดาหาร 5) อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช 6) อ.หน้าสะตน จ.นครศรีธรรมราช 7) อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์ 8) ท่าฉัตรไชย จ.ภูเก็ต 9) อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์ 10) เขื่อนน้ำพุง จ.สกลนคร 11) อ.จะนะ จ.สงขลา 12) อ.ม่วงงาม จ.สงขลา 13) อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี 14) เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

ตารางที่ ข.1 ความหนาขอบของใบกังหันในกรณี เขื่อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา

Radius	Skin thickness
1.0078	0.029095
1.1465	0.029095
1.2851	0.029095
1.4238	0.028473
1.5624	0.027852
1.7011	0.027230
1.8398	0.026608
1.9784	0.025987
2.1171	0.025365
2.2558	0.024743
2.3944	0.024122
2.5331	0.023500
2.6717	0.022878
2.8104	0.022256
2.9491	0.021635
3.0877	0.021013
3.2264	0.020391
3.3651	0.019770
3.5037	0.019148
3.6424	0.018526

ตารางที่ ข.1 ความหนาขอบของใบกั้นในกรณี เชื้อนลำตะคอง จ.นครราชสีมา (ต่อ)

Radius	Skin thickness
3.7810	0.017905
3.9197	0.017283
4.0584	0.016661
4.1970	0.016040
4.3357	0.015418
4.4744	0.014796
4.6130	0.014174
4.7517	0.013553
4.8903	0.012931
5.0290	0.012309



ตารางที่ ข.2 หนาขอบของใบกั้นในกรณี อ.อ่าวไฟ จ.ชลบุรี

Radius	Skin thickness
1.0078	0.029457
1.1465	0.029457
1.2851	0.029457
1.4238	0.029331
1.5624	0.029205
1.7011	0.029079
1.8398	0.028953
1.9784	0.028827
2.1171	0.028701
2.2558	0.028575
2.3944	0.028449
2.5331	0.028324
2.6717	0.028198
2.8104	0.028072
2.9491	0.027946
3.0877	0.027820
3.2264	0.027694
3.3651	0.027568
3.5037	0.027442
3.6424	0.027317
3.7810	0.027191
3.9197	0.027065
4.0584	0.026939
4.1970	0.026813
4.3357	0.026687
4.4744	0.026561
4.6130	0.026435
4.7517	0.026309
4.8903	0.026184
5.0290	0.026058

ตารางที่ ข.3 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.แม่เกาะ จ.ลำปาง

Radius	Skin thickness
1.0078	0.041041
1.1465	0.041041
1.2851	0.041041
1.4238	0.040165
1.5624	0.039288
1.7011	0.038411
1.8398	0.037534
1.9784	0.036657
2.1171	0.035780
2.2558	0.034903
2.3944	0.034026
2.5331	0.033149
2.6717	0.032272
2.8104	0.031395
2.9491	0.030518
3.0877	0.029641
3.2264	0.028764
3.3651	0.027887
3.5037	0.027010
3.6424	0.026133
3.7810	0.025256
3.9197	0.024379
4.0584	0.023502
4.1970	0.022625
4.3357	0.021748
4.4744	0.020872
4.6130	0.019995
4.7517	0.019118
4.8903	0.018241
5.0290	0.017364

ตารางที่ ข.4 หนาขอบของใบกั้นในกรณี อ.เมือง จ.มุกดาหาร

Radius	Skin thickness
1.0078	0.02958
1.1465	0.02958
1.2851	0.02958
1.4238	0.02874
1.5624	0.02791
1.7011	0.02708
1.8398	0.02624
1.9784	0.02541
2.1171	0.02457
2.2558	0.02374
2.3944	0.02290
2.5331	0.02207
2.6717	0.02124
2.8104	0.02040
2.9491	0.01957
3.0877	0.01873
3.2264	0.01790
3.3651	0.01706
3.5037	0.01623
3.6424	0.01540
3.7810	0.01456
3.9197	0.01373
4.0584	0.01289
4.1970	0.01206
4.3357	0.01122
4.4744	0.01039
4.6130	0.00956
4.7517	0.00872
4.8903	0.00789
5.0290	0.00705

ตารางที่ ข.5 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.กะทูน จ.นครศรีธรรมราช

Radius	Skin thickness
1.0078	0.029578
1.1465	0.029578
1.2851	0.029578
1.4238	0.029401
1.5624	0.029224
1.7011	0.029047
1.8398	0.028870
1.9784	0.028694
2.1171	0.028517
2.2558	0.028340
2.3944	0.028163
2.5331	0.027986
2.6717	0.027809
2.8104	0.027632
2.9491	0.027455
3.0877	0.027278
3.2264	0.027101
3.3651	0.026924
3.5037	0.026747
3.6424	0.026570
3.7810	0.026393
3.9197	0.026216
4.0584	0.026039
4.1970	0.025862
4.3357	0.025685
4.4744	0.025508
4.6130	0.025331
4.7517	0.025154
4.8903	0.024977
5.0290	0.024800

ตารางที่ ข.6 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.หน้าสะตน จ.นครศรีธรรมราช

Radius	Skin thickness
1.0078	0.029577
1.1465	0.029577
1.2851	0.029577
1.4238	0.028869
1.5624	0.028161
1.7011	0.027453
1.8398	0.026746
1.9784	0.026038
2.1171	0.025330
2.2558	0.024622
2.3944	0.023914
2.5331	0.023206
2.6717	0.022499
2.8104	0.021791
2.9491	0.021083
3.0877	0.020375
3.2264	0.019667
3.3651	0.018959
3.5037	0.018252
3.6424	0.017544
3.7810	0.016836
3.9197	0.016128
4.0584	0.015420
4.1970	0.014713
4.3357	0.014005
4.4744	0.013297
4.6130	0.012589
4.7517	0.011881
4.8903	0.011173
5.0290	0.010466

ตารางที่ ข.7 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.เขาค้อ จ.เพชรบูรณ์

Radius	Skin thickness
1.0078	0.029063
1.1465	0.029063
1.2851	0.029063
1.4238	0.028964
1.5624	0.028865
1.7011	0.028765
1.8398	0.028666
1.9784	0.028567
2.1171	0.028467
2.2558	0.028368
2.3944	0.028268
2.5331	0.028169
2.6717	0.028070
2.8104	0.027970
2.9491	0.027871
3.0877	0.027772
3.2264	0.027672
3.3651	0.027573
3.5037	0.027474
3.6424	0.027374
3.7810	0.027275
3.9197	0.027176
4.0584	0.027076
4.1970	0.026977
4.3357	0.026877
4.4744	0.026778
4.6130	0.026679
4.7517	0.026579
4.8903	0.026480
5.0290	0.026381

ตารางที่ ข.8 หนาขอบของใบกั้นในกรณี ทำฉัตรไชย จ.ภูเก็ต

Radius	Skin thickness
1.0078	0.0292
1.1465	0.0292
1.2851	0.0292
1.4238	0.0290
1.5624	0.0289
1.7011	0.0288
1.8398	0.0287
1.9784	0.0285
2.1171	0.0284
2.2558	0.0283
2.3944	0.0282
2.5331	0.0280
2.6717	0.0279
2.8104	0.0278
2.9491	0.0277
3.0877	0.0275
3.2264	0.0274
3.3651	0.0273
3.5037	0.0272
3.6424	0.0270
3.7810	0.0269
3.9197	0.0268
4.0584	0.0267
4.1970	0.0265
4.3357	0.0264
4.4744	0.0263
4.6130	0.0262
4.7517	0.0260
4.8903	0.0259
5.0290	0.0258

ตารางที่ ข.9 หนาขอบของใบกังหันในกรณี อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์

Radius	Skin thickness
1.0078	0.03047
1.1465	0.03047
1.2851	0.03047
1.4238	0.02964
1.5624	0.02881
1.7011	0.02797
1.8398	0.02714
1.9784	0.02631
2.1171	0.02547
2.2558	0.02464
2.3944	0.02381
2.5331	0.02297
2.6717	0.02214
2.8104	0.02131
2.9491	0.02047
3.0877	0.01964
3.2264	0.01881
3.3651	0.01797
3.5037	0.01714
3.6424	0.01630
3.7810	0.01547
3.9197	0.01464
4.0584	0.01380
4.1970	0.01297
4.3357	0.01214
4.4744	0.01130
4.6130	0.01047
4.7517	0.00964
4.8903	0.00880
5.0290	0.00797

ตารางที่ ข.10 หนาขอบของใบกั้นในกรณี เชื้อนน้ำพุ จ.สกลนคร

Radius	Skin thickness
1.0078	0.02963
1.1465	0.02963
1.2851	0.02963
1.4238	0.02915
1.5624	0.02867
1.7011	0.02819
1.8398	0.02771
1.9784	0.02722
2.1171	0.02674
2.2558	0.02626
2.3944	0.02578
2.5331	0.02530
2.6717	0.02482
2.8104	0.02434
2.9491	0.02386
3.0877	0.02337
3.2264	0.02289
3.3651	0.02241
3.5037	0.02193
3.6424	0.02145
3.7810	0.02097
3.9197	0.02049
4.0584	0.02001
4.1970	0.01953
4.3357	0.01904
4.4744	0.01856
4.6130	0.01808
4.7517	0.01760
4.8903	0.01712
5.0290	0.01664

ตารางที่ ข.11 หน้าขอบของใบกั้นในกรณี อ.จะนะ จ.สงขลา

Radius	Skin thickness
1.0078	0.02907
1.1465	0.02907
1.2851	0.02907
1.4238	0.02832
1.5624	0.02758
1.7011	0.02683
1.8398	0.02609
1.9784	0.02534
2.1171	0.02460
2.2558	0.02385
2.3944	0.02311
2.5331	0.02236
2.6717	0.02162
2.8104	0.02087
2.9491	0.02012
3.0877	0.01938
3.2264	0.01863
3.3651	0.01789
3.5037	0.01714
3.6424	0.01640
3.7810	0.01565
3.9197	0.01491
4.0584	0.01416
4.1970	0.01342
4.3357	0.01267
4.4744	0.01193
4.6130	0.01118
4.7517	0.01044
4.8903	0.00969
5.0290	0.00894

ตารางที่ ข.12 หน้าขอบของใบกั้นในกรณี อ.ม่วงงาม จ.สงขลา

Radius	Skin thickness
1.0078	0.02948
1.1465	0.02948
1.2851	0.02948
1.4238	0.02908
1.5624	0.02867
1.7011	0.02827
1.8398	0.02787
1.9784	0.02746
2.1171	0.02706
2.2558	0.02666
2.3944	0.02625
2.5331	0.02585
2.6717	0.02545
2.8104	0.02505
2.9491	0.02464
3.0877	0.02424
3.2264	0.02384
3.3651	0.02343
3.5037	0.02303
3.6424	0.02263
3.7810	0.02222
3.9197	0.02182
4.0584	0.02142
4.1970	0.02101
4.3357	0.02061
4.4744	0.02021
4.6130	0.01980
4.7517	0.01940
4.8903	0.01900
5.0290	0.01860

ตารางที่ ข.13 หนาขอบของใบกั้นในกรณี อ.บ้านนา จ.สุราษฎร์ธานี

Radius	Skin thickness
1.0078	0.02901
1.1465	0.02901
1.2851	0.02901
1.4238	0.02816
1.5624	0.02732
1.7011	0.02648
1.8398	0.02564
1.9784	0.02479
2.1171	0.02395
2.2558	0.02311
2.3944	0.02226
2.5331	0.02142
2.6717	0.02058
2.8104	0.01973
2.9491	0.01889
3.0877	0.01805
3.2264	0.01721
3.3651	0.01636
3.5037	0.01552
3.6424	0.01468
3.7810	0.01383
3.9197	0.01299
4.0584	0.01215
4.1970	0.01131
4.3357	0.01046
4.4744	0.00962
4.6130	0.00878
4.7517	0.00793
4.8903	0.00709
5.0290	0.00625

ตารางที่ ข.14 หนาขอบของใบกั้นในกรณี เชื้อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

Radius	Skin thickness
1.0078	0.031966
1.1465	0.031966
1.2851	0.031966
1.4238	0.031255
1.5624	0.030545
1.7011	0.029835
1.8398	0.029124
1.9784	0.028414
2.1171	0.027704
2.2558	0.026993
2.3944	0.026283
2.5331	0.025573
2.6717	0.024862
2.8104	0.024152
2.9491	0.023442
3.0877	0.022731
3.2264	0.022021
3.3651	0.021311
3.5037	0.020600
3.6424	0.019890
3.7810	0.019179
3.9197	0.018469
4.0584	0.017759
4.1970	0.017048
4.3357	0.016338
4.4744	0.015628
4.6130	0.014917
4.7517	0.014207
4.8903	0.013497
5.0290	0.012786

The logo of Sakon Nakhon Rajabhat University is a circular emblem. It features a central figure of a person standing on a pedestal, flanked by two stylized trees. The entire emblem is encircled by a ring of text in Thai script. The text at the top of the ring reads 'มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี' (Mahavithayalai Technology Suranari).

ภาคผนวก ค

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

Sridech, W. and Chitsomboon, T. (2014). The Design of Stall-Regulated Wind Turbine Blade for a Maximum Annual Energy Output and Minimum Cost of Energy Based on a Specific Wind Statistic, Journal of Power and Energy Engineering, Vol. 2, PP. 10-21.

Sridech W. and Chitsomboon T. (2011). Optimal rotational speed for stall-regulated wind turbines in local wind statistics in Thailand. Proceedings of the 25th Conference of the Mechanical Engineering Network of Thailand, 19 – 21, Oct 2011, Krabi, Thailand

Sridech, W. and Chitsomboon, T. (2011). “Optimal stall-regulated wind turbines in unique local wind statistic” Proceedings of the 7th Conference on Energy Network of Thailand, 3-5 May, Phuket, Thailand.

วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2556). การออกแบบใบกังหันชนิดความเร็วรอบคงที่เพื่อให้ได้งานรายปีสูงสุดภายใต้สถิติลมจำเพาะพื้นที่, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทยครั้งที่ 27, มหาวิทยาลัยบูรพา จังหวัดชลบุรี

วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2552). ความคลาดเคลื่อนเชิงสถิติในการประเมินงานรายปีของกังหันลม, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทยครั้งที่ 23, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จังหวัดเชียงใหม่

วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2551). การออกแบบกังหันลมให้สอดคล้องกับสถิติลมจำเพาะพื้นที่, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทยครั้งที่ 22, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต

The Design of Stall-Regulated Wind Turbine Blade for a Maximum Annual Energy Output and Minimum Cost of Energy Based on a Specific Wind Statistic

W. Sridech*, T. Chitsomboon

School of Mechanical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology,
 Nakhonratchasima Province, Thailand
 Email: winona13_me@hotmail.com

Received April 2014

Abstract

The design of a stall-regulated wind turbine to achieve a maximum annual energy output is still a formidable task for engineers. The design could be carried out using an average wind speed together with a standard statistical distribution such as a Weibull with $k = 2.0$. In this study a more elaborated design will be attempted by also considering the statistical bias as a design criterion. The wind data used in this study were collected from three areas of the Lamtakong weather station in Nakhonratchasima Province, the Khaokoh weather station in Phetchaboon and the Sirindhorn dam weather station in Ubonratchathani, Thailand. The objective is to design a best aerodynamic configurations for the blade (chord, twist and pitch) using the same airfoil as that of NREL Phase VI wind turbine. Such design is carried out at a design wind speed point. Wind turbine blades were optimized for both maximum annual energy production and minimum cost of energy using a method that take into account aerodynamic and structural considerations. The work will be carried out by the program "SuWiTStat" which was developed by the authors and based on BEM Theory (Blade Element Momentum). Another side issue is the credibility of the Weibull statistic in representing the real wind measurement. This study uses a regression analysis to determine this issue.

Keywords

Component, Wind Turbine Blade Design, Annual Power Yield, Local Wind Statistic, Cost of Energy

1. Introduction

To optimize the performance of fixed speed or stall-regulated wind turbine is a complex procedure according to the several trade-off decisions. This type of wind turbine is mostly a small and medium size that is suitable for a

*Corresponding author.

household utilization in the remote areas. The initial capital cost of investment is likely low due to the unnecessary intelligent control system, therefore installing the stall-regulated wind turbine in the low wind sites could be the attractive choice. Merely, by optimizing the aerodynamic efficiency of the rotor, the best wind turbine could produce the maximum annual yield for a given Weibull wind speed distribution.

Another important factor of designing the optimal rotor for the specific wind sites is the quality of the measured wind speeds. There are several parameters which have an effect on the quality of the measured wind speeds namely period of time for collecting wind data (weekly monthly or yearly), frequency of collecting data including the accuracy of the instruments, and so on. An acceptable wind data should be collected at least within 2 years [1]. Its frequency depends on the capability of the instrument which was collecting the data every minute. Afterwards the hourly mean wind speed was determined in order to reduce a large number of data and evaluate the statistical parameters.

The objectives of the present study are to maximize the annual energy (AEP) and to minimize the cost of energy (COE) produced by the optimal wind turbine. The iterative approach was utilized in order to complete the blade shape optimization by the aerodynamic model based on BEM theory.

According to this study focuses on a small wind turbine, therefore the initial cost of wind turbine would be evaluated from the cost of blade due to its weight.

2. Study of Wind Statistic

The measured wind speeds used in this study was acquired from 3 meteorological stations at Lamtakong in Nakhonratchasima, Khaokoh in Phetchaboon and Sirindhorn dam in Ubonratchathani. Lamtakong is located between 14°47'58"N latitude and 101°33'32.2"E longitude whereas Khaokoh is located between 16°37'56.69"N latitude and 100°59'51.70"E longitude and Sirindhorn dam is located between 15°12'13.87"N latitude and 105°25'28.86"E longitude. All data was collected from 2006-2008 at the height of 661 m above sea level and has been supported by the Electricity Generating Authority of Thailand.

2.1. The Real Wind Distribution

The frequency distribution of the measured wind speeds is mostly presented as a wind speed histogram with a bin width of 1 m/s [2]. It can be calculated from the Equation (1).

$$f_H(v) = \frac{\sum_{i=1}^n A_{I_k}(V_i)}{nW}, \quad v \in I_k \quad (1)$$

where n is the number of hourly mean wind speed data of the sample, W is bin width and $A_{I_k}(u)$ is the indicator function of the interval I_k , which is 1 provided that $u \in I_k$ and is otherwise 0. Each interval is equal to 1 according to the bin width setting. **Figure 1** shows the frequency of the individual wind speed calculated from Equation (1).

2.2. Weibull Distribution

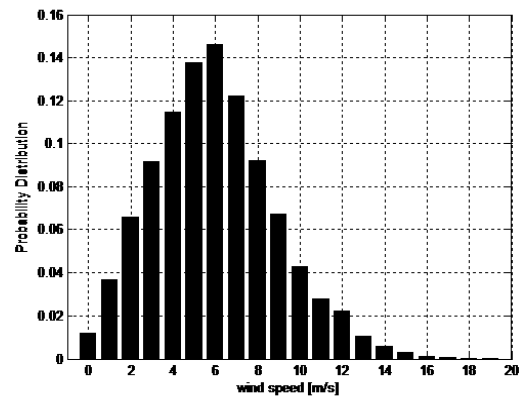
The measured frequency distribution is mostly fitted with the Weibull distribution function which is quite flexible due to its two parameters as shown in Equation (2)

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (2)$$

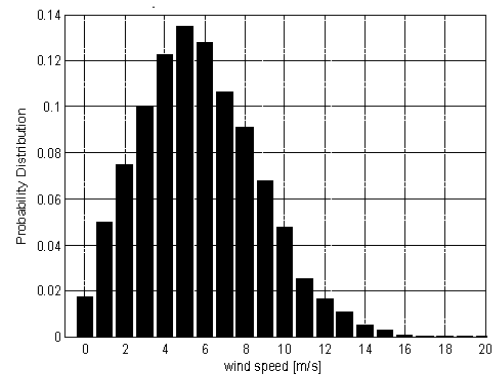
where V is instantaneous wind speed, k is shape parameter and c is scale parameter [m/s],

$$k = \left(\frac{\sigma_V}{\bar{V}} \right)^{-1.086}, \quad c = \frac{\bar{V}}{\Gamma(1+1/k)}$$

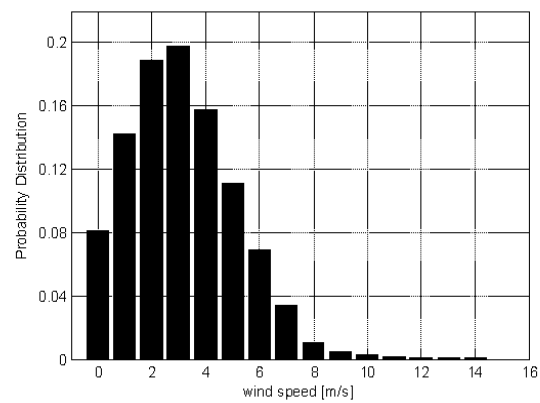
And \bar{V} is mean wind speed can be calculated from following relation



(a)



(b)



(c)

Figure 1. The measured wind speeds histogram. (a) at Lamtakong in Nakhonratchasima; (b) at Khaokoh in Phetchaboon; (c) at Sirindhorn dam in Ubonratchathani

$$\bar{V} = c\Gamma(1+1/k), \quad \Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$$

The Weibull distribution curve and statistical parameters corresponding to the measured wind speeds are expressed in **Figure 2** and **Table 1**, respectively.

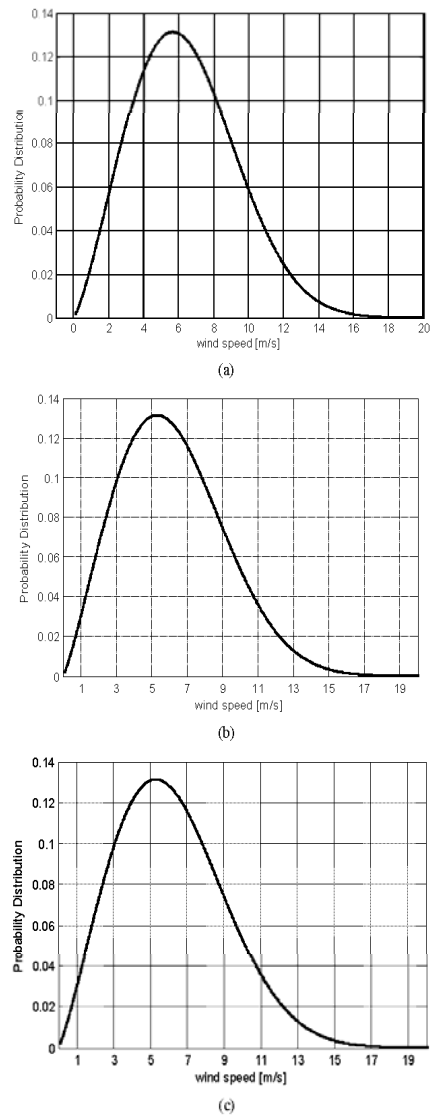


Figure 2. Weibull distribution curve. (a) at Lamtakong in Nakhonratchasima; (b) at Khaokoh in Phetchaboon; (c) at Sirindhorn dam in Ubonratchathani.

Table 1. The statistical parameters at the three case study site.

	Nakhonratchasima	Phetchaboon	Ubonratchathani
c	7.2427 m/s	6.9867 m/s	4.0096 m/s
k	2.3173	2.2089	1.8358
Variance	8.6374	8.7513	4.0475
mean	6.4170 m/s	6.1877 m/s	3.5625 m/s
$\sqrt{(V^3)}$	9.4700 m/s	9.3500 m/s	5.9900 m/s
R2	0.9628	0.9511	0.8833

The R^2 considering between Weibull distribution function and the frequency distribution of the measured wind speeds can be calculated from Equation (3).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (p_i - \hat{p}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (p_i - \bar{p})^2} \quad (3)$$

where p_i is the relative frequency of the sample given by Equation (1), \hat{p}_i is the probability obtained from Weibull function at each interval I_k , \bar{p} is the mean of the total p_i alues and N is the total number of intervals.

In consequence, R^2 corresponding to the three case study sites namely Nakhonratchasima, Phetchaboon and Ubonratchathani are 0.9628, 0.9511 and 0.8833, respectively. According to R^2 represents the credibility of Weibull distribution fitted by Weibull function and measured wind speeds, when it reaches to unity that means the Weibull distribution is good agreement with the frequency distribution of the measured wind speeds. Therefore, the Weibull distributions from the case studies were proper to predict the probability of the wind statistic in those sites.

3. Aerodynamic Modeling

BEM Theory is the most widely used method of calculating the preliminary performance of wind turbine due to its low computational demand and reasonable accuracy. This work will be carried out by the program “Su-WiTStat” which based on BEM Theory in order to optimize a rotor performance by a given local wind statistic [3]. In this study, the wind speeds which produced the maximum wind power density, $\sqrt[3]{(V^3)}$, were chosen to be the design wind speeds as shown in **Table 2**.

The NREL Phase VI wind turbine with rated power of 19.8 kW was chosen to be the original model [4]. It has two twisted blades, a variable chord along the blade, and a rotor diameter of 10.1 m. The aerodynamic cross-section is the S809 airfoil and is constant along the blades. The pitch angle is three degrees and rotational velocity is 72 rev/min. Thereby the design parameters are chord, twist and pitch. The program was iteratively searching the optimal design parameters which provided the maximum power coefficient of each element calculated by Equation (4):

$$C_{p,r} = dP_r / V_d^3 \rho \pi r dr \quad (4)$$

where

$$dP_r = \frac{1}{2} \rho N V_d^2 r C \Omega (C_L \sin \varphi_r - C_D \cos \varphi_r) dr \quad (5)$$

4. Optimization

The design of the individual stall-regulated wind turbine, two objective functions were considered: maximum AEP and minimum COE. The AEP was calculated by Equation (6)

$$AEP = 8760 \int_{V_c} P_i(V) \times f(V) dV \quad (6)$$

Table 2. AEP and COE of the optimized and the original wind turbine.

Area	AEO [MW.h/year]	
	Original	Smoothed
Nakhonratchasima	40.96	52.40
Phetchaboon	38.52	49.08
Ubonratchathani	12.51	14.06

where P_r was power of wind turbine produced at instantaneous wind speed

The worthy of investment normally evaluated by COE which was calculated using the following equation [5]:

$$COE = \frac{TC + BOS}{AEP} \times FCR + O \& M \quad (7)$$

In this equation, TC was the turbine cost (\$/kW.h) [6]. For the balance of station BOS varied with the machine rating (\$200/kW). The fixed charge rate FCR was 11%/year. The AEP was considering to be 98% availability. Finally, the operation and maintenance O&M was fixed at \$0.01/kW.h.

From Equation (7), TC depends on blade cost which was determined according to its weight. Assuming the blades were manufactured by E-glass using price of \$20/kg where the blades represent 20% of the total turbine cost.

For evaluating the blades weight needed to know the skin thickness distribution along the blade. The skin thickness was determined according to the maximum allowable stress (σ_{max}) corresponding to the material strength of 110 MPa. If the residual stresses were taken into account, the σ_{max} equal to 94 MPa was used.

The total stress acting on blade composed of two components, first tensile stress due to centrifugal force and stress due to bending moment, as shown in Equation (8):

$$\sigma(r) = \frac{F_r(r)}{A(r)} + \frac{M(r)[I(r)/2]}{I(r)} \quad (8)$$

where $\sigma_{max} = \chi \sigma(r)$ and a Safety margin χ equal to 10. The cross-section was modeled as an I-beam without a shear web as shown in **Figure 3**. It represented the overall skin thickness that was subjecting the load.

The maximum stress acting on blade was calculated in the condition that wind turbine was parked and fully exposed to the storm. According to the International Electrotechnical Commission (IEC) [7], the IEC 50-year extreme wind speed for a wind Class II (59.5 m/s) was used to compute the blade loads. In consequence, the minimum skin thickness, blade weight and blade cost as well as turbine cost were determined.

5. Result and Discussion

The optimal blade shapes for each case study are shown in **Figures 4-6**. In the optimization process, blade was divided into many elements so that the number of elements then brought about the discontinuity of the optimized points. However, increasing the number of elements made more reliable results but consumed more computational resource as well. Hence, the smoothed line was made for a feasibility of blade manufacturing. In addition, wind turbine with smoothed blades produced higher performances compared with the original one as shown in **Figure 7** and **Figure 8**, particularly operating at the mean wind speeds of the studied sites.

Normally, the design of optimal blade was carried out using one design wind speed. Due to the fact that wind turbine was operating among fluctuated wind speed at a site. Thus, the pitch regulation was required to optimize the annual yield for a given wind statistic. As the results, the optimal wind turbines operated under the three cases of wind statistic in Nakhonratchasima, Phetchaboon and Ubonratchathani produced the AEP of 52.40, 49.08 and 14.06 MWh at pitch angle of 3°, 2° and 2°, respectively as shown in **Figure 9**. Whereas the original wind turbine produced the AEP of 40.96, 38.52 and 12.51 MWh which were decreased by 28.38%, 35.08% and 15.96% compare with the optimized results. The results from **Table 3** could be summarized that the COE evaluated from the optimal wind turbines could be reduced by 13.62%, 10.67% and 31.83% compare with the original results.

As the results, the optimal wind turbine operated under the higher potential sites contributed the greater annual yield which led to the lower COE (**Figure 10**). However, the high profit margin does not only rely on a

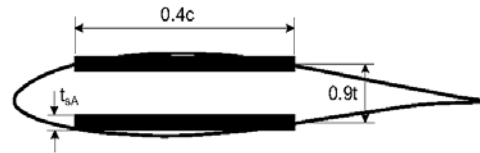


Figure 3. Model of the profile.

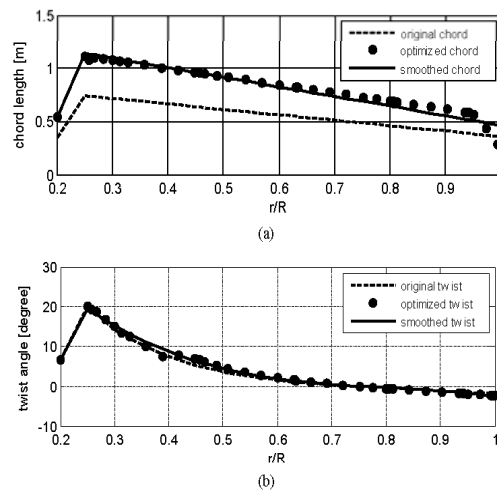


Figure 4. (a) Comparison of chord distribution; (b) Comparison of twist angle distribution (Nakhonratchasima).

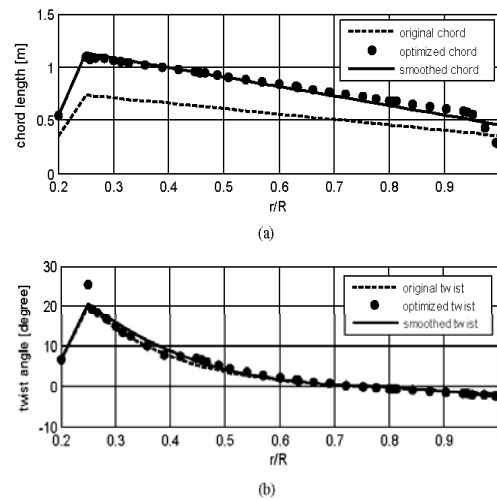
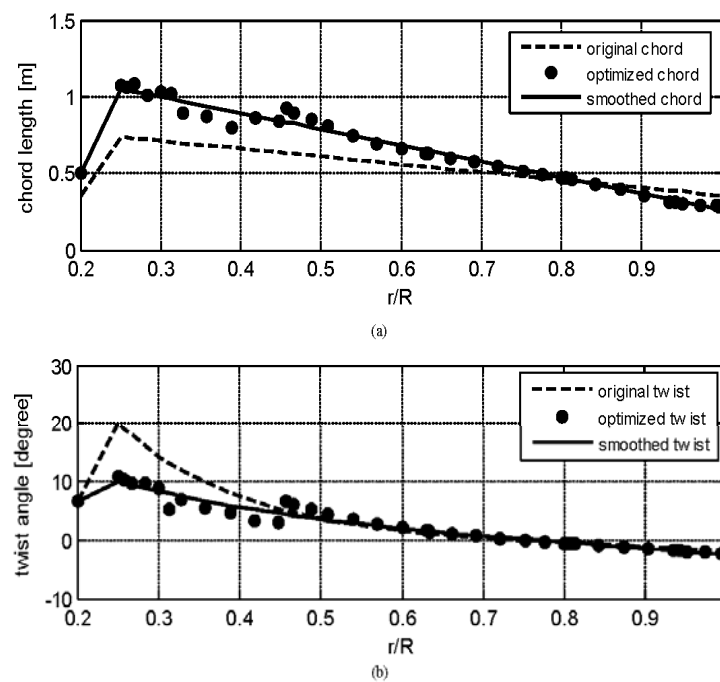


Figure 5. (a) Comparison of chord distribution (b) Comparison of twist angle distribution (Phetchaboon).

Table 3. The optimal thickness and the minimum COE comparison between the optimized and the original wind turbine.

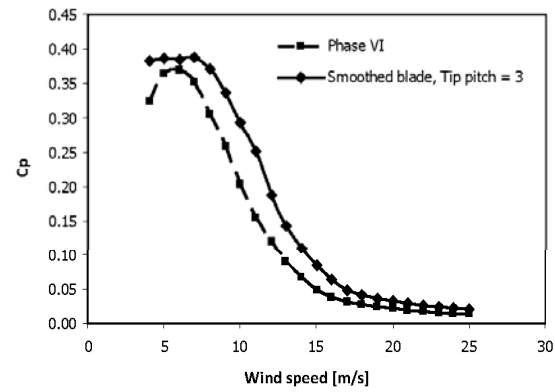
Area	Optimal Thickness [mm]	COE [\$/kWh]	
		Original	Smoothed
Nakhonratchasima	29.23	0.1909	0.1649
Phetchaboon	30.19	0.2025	0.1809
Ubonratchathani	24.38	0.6091	0.4152

**Figure 6.** (a) Comparison of chord distribution (b) Comparison of twist angle distribution (Ubonratchathani).

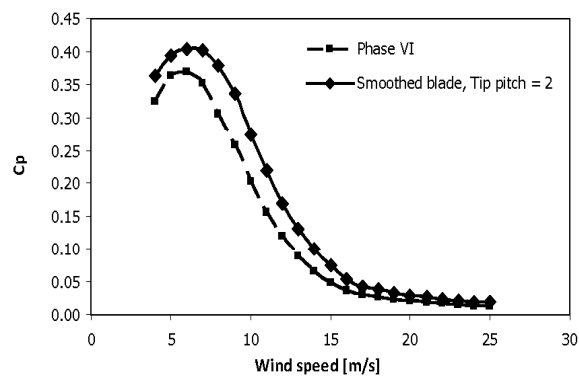
minimum COE but concerns with a machine rating as well. What if the machine rating is increased, the higher electricity produced, the higher profitable revenue would be gained accordingly. This issue will be carried out in the further work.

6. Conclusion

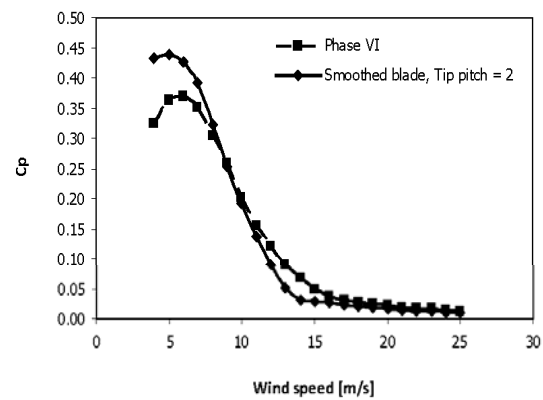
The wind turbines imported from abroad were designed for the windy areas those were not working properly in the weak wind areas as in Thailand. Thus, optimizing wind turbine blades for domestic using could be the best solution for reducing the initial cost and enhancing the performance of wind turbine. As the results, the AEP produced by the wind turbines optimized with the local wind statistic in Nakhonratchasima, Phetchaboon and Ubonratchathani were increased by 28.38%, 35.08% and 15.96%, respectively whereas the corresponding COE have been decreased by 13.62%, 10.67% and 31.83%, respectively. For a long term consideration, it is worthy of installing these wind turbines because of the enormous profitable revenue from electricity selling correspond to the higher AEPs and the lower COEs can be achieved.



(a)

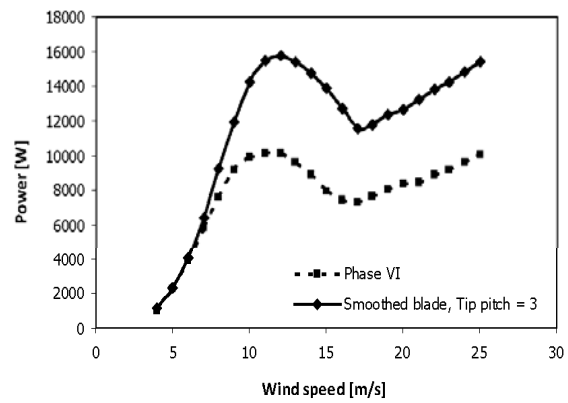


(b)

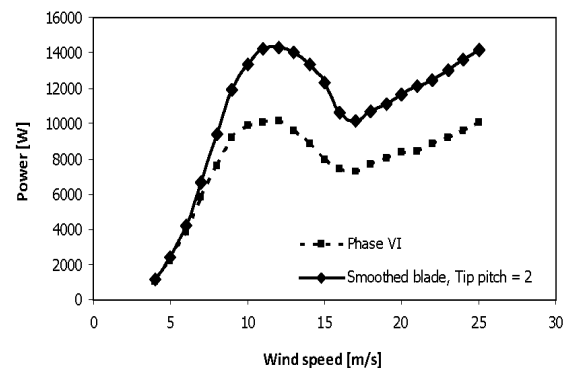


(c)

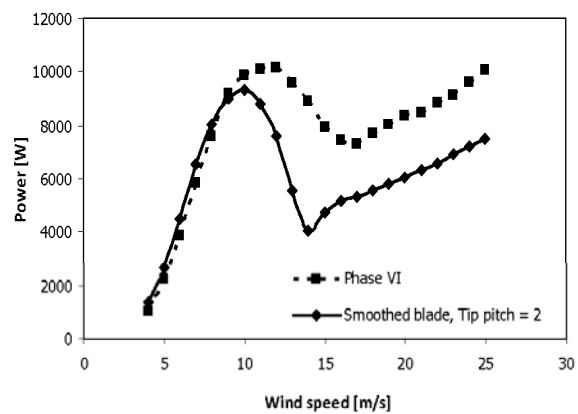
Figure 7. The power coefficient, comparison of between the optimized and the original wind turbine (a) Nakhonratchasima (b) Phetchaboon (c) Ubonratchathani.



(a)

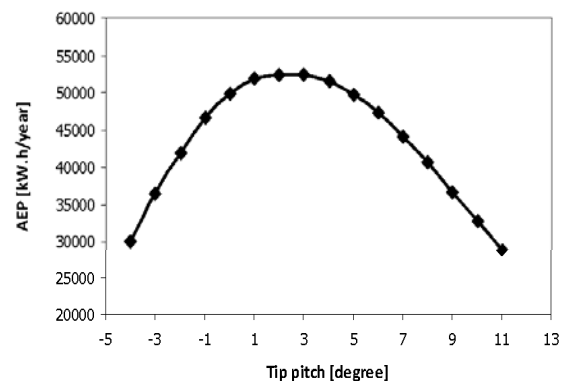


(b)

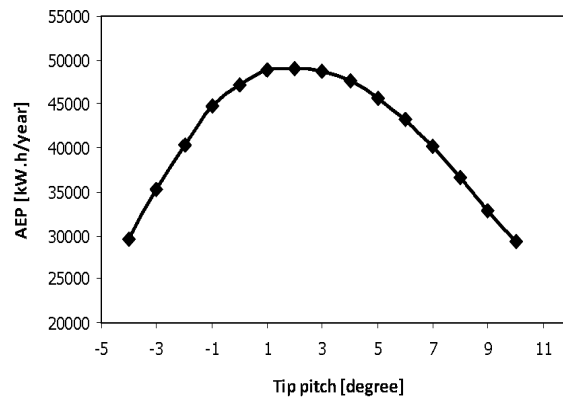


(c)

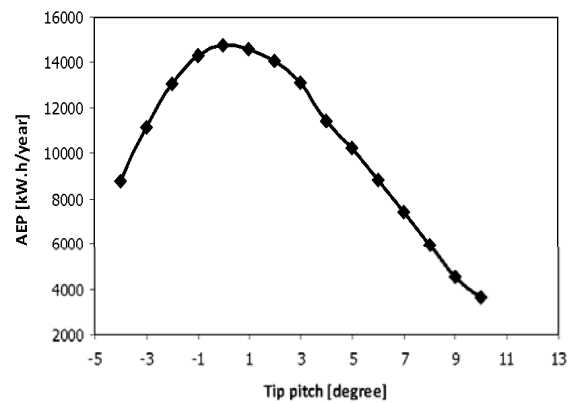
Figure 8. The power curve, comparison between the optimized and the original wind turbine (a) Nakhonratchasima (b) Phetchaboon (c) Ubonratchathani.



(a)



(b)



(c)

Figure 9. The variation of AEP with pitch angle (a) Nakhonratchasima (b) Phetchaboon (c) Ubonratchathani.

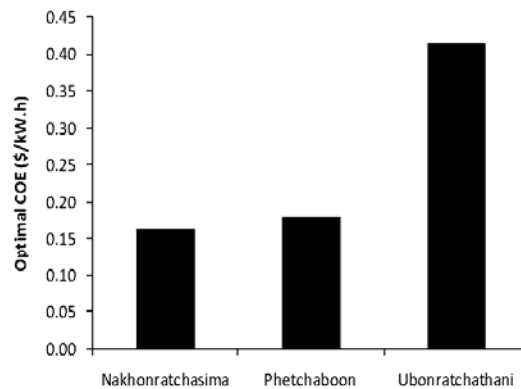


Figure 10. The optimal COE from the three case studies.

Acknowledgements

The authors would like to thank for the data used in this work that has been supported by the Electricity Generating Authority of Thailand.

References

- [1] Spera, D.A. (1994) Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. ASME Press, New York.
- [2] Cartar, J., Ramirez, P. and Velazquez, S. (2008) Influence of the Level of Fit of a Density Probability Function to Wind-Speed Data on the WECS Mean Power Output Estimation. *Energy Conversion and Management*, **49**, 2647-2655. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2008.04.012>
- [3] Giguère, P., Selig, M.S. and Tangler, J.L. (1999) Blade Design Trade-Offs Using Low-Lift Airfoils for Stall-Regulated HAWTs. *ASME/AAE Wind Energy Symposium*, Nevada, 11-14 January 1999.
- [4] Sridech, W. and Chitsomboon, T. (2008) Optimal Stall-Regulated Wind Turbines in Unique Local Wind Statistic. *The 22nd Conference of Mechanical Engineering Network of Thailand*, Bangkok.
- [5] Benini, E. and Toffolo, A. (2002) Optimal Design of Horizontal-Axis Wind Turbines Using Blade-Element Theory and Evolutionary Computation. *Journal of Solar Energy Engineering*, **124**, 357. <http://dx.doi.org/10.1115/1.1510868>
- [6] Humtae, C. and Chitsomboon, T. (2012) The Effect of Wind Speed and Wind Statistics Skewed on the Commercial Wind Turbine in Thailand. *The 26th Conference of Mechanical Engineering Network of Thailand*, Chengrai.
- [7] International Electrotechnical Commission (1998) IEC 61400-1, Ed. 2: Wind Turbine Generator Systems-Part 1: Safety Requirements. FDIS 1998-12-15.

ประวัติผู้เขียน

นางสาววิกันดา ศรีเดช เกิดเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม พ.ศ. 2521 เริ่มศึกษาชั้นประถม ที่โรงเรียนเพชรศึกษา ตั้งแต่ชั้นประถมศึกษาปีที่ 1-3 ชั้นประถมศึกษาปีที่ 4-6 ที่โรงเรียนอนุบาลกำแพงเพชร ชั้นมัธยมศึกษาปีที่ 1-6 ที่โรงเรียนกำแพงเพชรพิทยาคม จังหวัดกำแพงเพชร และสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา เมื่อปี พ.ศ. 2543 โดยหลังจากสำเร็จการศึกษาได้เริ่มทำงานที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ในตำแหน่งผู้ช่วยสอนและวิจัย สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ เป็นเวลา 2 ปี

ปี พ.ศ. 2546 เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี โดยขณะศึกษาได้ทำหน้าที่เป็นวิศวกรที่ปรึกษาของ Geomechanics Research Unit ในโครงการวิจัยเรื่อง การประเมินศักยภาพทางด้านกลศาสตร์ของชั้นเกลือหินเพื่อใช้เก็บพลังงานไฟฟ้าในรูปอากาศอัดภายใต้แรงดันในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Geomechanics Performance of Salt Formation for Compressed-Air Energy Storage in the Northeast of Thailand) ผลงานวิจัย : ได้เสนอบทความเข้าร่วมในการประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 4 ประจำปี พ.ศ. 2551 เรื่อง มุมเฟินที่ดีที่สุดของใบกังหันลมสำหรับสถิติลมเฉพาะพื้นที่ (Optimal Pitch Angle for Wind Turbine in a Local Wind Statistic)

ปี พ.ศ. 2551 เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาเอก สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี โดยขณะศึกษาได้มีงานวิจัยและตีพิมพ์บทความ ดังต่อไปนี้

1) Sridech, W. and Chitsomboon, T. (2011). “Optimal stall-regulated wind turbines in unique local wind statistic” Proceedings of the 7th Conference on Energy Network of Thailand, 3-5 May, Phuket, Thailand.

2) วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2551). การออกแบบกังหันลมให้สอดคล้องกับสถิติลมเฉพาะพื้นที่, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทยครั้งที่ 22, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต

3) วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2552). ความคลาดเคลื่อนเชิงสถิติในการประเมินงานรายปีของกังหันลม, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 23, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จังหวัดเชียงใหม่

4) Sridech W. and Chitsomboon T., Optimal rotational speed for stall-regulated wind turbines in local wind statistics in Thailand. Proceedings of the 25th Conference of the Mechanical Engineering Network of Thailand, 19 – 21, Oct 2011, Krabi, Thailand

5) วิกันดา ศรีเดช และ ทวิช จิตรสมบูรณ์ (2556), การออกแบบใบกังหันชนิดความเร็วรอบคงที่เพื่อให้ได้งานรายปีสูงสุดภายใต้สถิติลมจำเพาะพื้นที่, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทยครั้งที่ 27, มหาวิทยาลัยบูรพา จังหวัดชลบุรี

6) Sridech W. and Chitsomboon T. (2014). The Design of Stall-Regulated Wind Turbine Blade for a Maximum Annual Energy Output and Minimum Cost of Energy Based on a Specific Wind Statistic. Journal of Power and Energy Engineering Vol.2 No.6, June 9.

